



Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia  
e lo sviluppo economico sostenibile



*Ministero dello Sviluppo Economico*

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

## Progettazione di un sistema di controllo ed interfaccia per sistemi combinati accumulo-FER

Report 1 - Documento di specifica

*A. Cataliotti, M.G. Ippolito, E. Telaretti, G. Zizzo  
M. Conte, G. Graditi, M. Pasquali*



DIEETCAM  
*Università degli Studi di Palermo*

Report RdS/2012/248

PROGETTAZIONE DI UN SISTEMA DI CONTROLLO ED INTERFACCIA PER SISTEMI COMBINATI  
ACCUMULO-FER  
REPORT 1 – DOCUMENTO DI SPECIFICA

Mariano G. Ippolito (Responsabile scientifico - Università degli Studi di Palermo, DIEETCAM )  
A. Cataliotti, M.G. Ippolito, E. Telaretti, G. Zizzo (Università degli Studi di Palermo, DIEETCAM)  
M. Conte, G. Graditi, M. Pasquali (ENEA)

Aprile 2012

Report Ricerca di Sistema Elettrico  
Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA  
Area: Governo, gestione e sviluppo del sistema elettrico nazionale  
Progetto: Sistemi avanzati di accumulo di energia

Responsabile del Progetto: Mario Conte, ENEA

# Indice

<b>Sommario</b>	<b>5</b>
<b>1. Introduzione</b>	<b>6</b>
<b>2. Panoramica dei dispositivi di compensazione dei disturbi impiegati nelle reti elettriche e sui carichi</b>	<b>7</b>
2.1. Generalità	7
2.2. Dispositivi di compensazione dei disturbi impiegati nelle reti elettriche e sui carichi	7
2.2.1. <i>Distribution STATCOM (D-STATCOM)</i>	9
2.2.2. <i>Dynamic Voltage Restorer (DVR)</i>	10
2.2.3. <i>Step Dynamic Voltage Restorer (S-DVR)</i>	11
2.2.4. <i>Static Circuit Breaker e Static Transfer Switch (SCB e STS)</i>	11
2.2.5. <i>Unified Power Flow Controller (UPFC)</i>	13
2.2.6. <i>D-STATCOM + SCB</i>	12
2.2.7. <i>Dispositivo derivato con reattanza serie di disaccoppiamento</i>	13
<b>3. Schemi di connessione di utenti attivi</b>	<b>14</b>
3.1. Premessa	14
3.2. Dispositivi previsti per la connessione di utenti attivi alla rete BT	14
3.2.1. <i>Rincalzo per mancata apertura del DDI</i>	16
3.2.2. <i>Caratteristiche e soglie di protezione del SPI</i>	17
3.2.3. <i>Campi di regolazione per l'SPI</i>	19
<b>4. Attività di specifica e progetto</b>	
4.1. Architettura del sistema di interfaccia e specifiche tecniche dei componenti	21
4.1.1. <i>Sistema di accumulo</i>	22
4.1.2. <i>Convertitore DC/DC #1</i>	23
4.1.3. <i>Convertitore DC/AC #2</i>	26
4.1.4. <i>Unità di controllo Power Elettr. (Micro TI)</i>	27
4.1.5. <i>Unità di controllo DDI/Smart Grid</i>	28
4.2. Schema circuitale di dettaglio del dispositivo	29
4.3. Specifiche funzionali	29
4.3.1. <i>Limitazione degli squilibri di potenza tra le fasi</i>	29
4.3.2. <i>Condizioni di connessione, riconnessione ed erogazione graduale della potenza</i>	30
4.3.3. <i>Limitazione della componente continua della corrente (Idc) immessa in rete</i>	30
4.3.4. <i>Regolazione della potenza reattiva ai fini della partecipazione al controllo della tensione</i>	31
4.3.5. <i>Insensibilità agli abbassamenti di tensione (LVFRT)</i>	34
4.3.6. <i>Limitazione della potenza attiva generata</i>	35
4.3.7. <i>Funzionamento in isola su carichi privilegiati</i>	36
4.3.8. <i>Compensazione delle armoniche di corrente</i>	37
4.3.9. <i>Funzionamento secondo logiche di peak shaving o load shifting</i>	39
4.4. Strategia di gestione del sistema combinato	39
4.4.1. <i>Premessa</i>	39
4.4.2. <i>Definizione dell'algoritmo di ottimizzazione</i>	40
4.4.2.1. <i>Ipotesi</i>	40
4.4.2.2. <i>Definizione dei parametri del modello</i>	40
4.4.2.3. <i>Scelta dei parametri del modello</i>	42
4.4.2.4. <i>Metodologia per la valutazione dell'algoritmo di ottimizzazione</i>	42
<b>5. Conclusioni</b>	<b>44</b>

<b>Riferimenti Bibliografici</b>	<b>44</b>
<b>Abbreviazioni e acronimi</b>	<b>45</b>
<b>Curriculum Vitae del gruppo di ricerca</b>	<b>46</b>

## Sommario

Il presente Documento riferisce sui contenuti e sui risultati della prima fase delle attività svolte nell'ambito della ricerca dal titolo: *“Progettazione, realizzazione e test di un sistema di controllo ed interfaccia per sistemi combinati accumulo-FER”*, oggetto di un Accordo di Collaborazione tra ENEA e DIEETCAM (Università degli Studi di Palermo) nel quadro delle attività relative al Piano Annuale di Realizzazione 2011 dell'Accordo di Programma MSE-ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico.

L'obiettivo del progetto è lo sviluppo dell'elettronica di gestione e delle relative logiche e strategie di controllo delle interfacce verso la rete di sistemi avanzati di accumulo elettrico, al fine di favorire l'integrazione di impianti di generazione locale da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale.

Nel corso della prima fase delle attività, oggetto del presente report, a partire dall'analisi e dalla definizione degli obiettivi e delle metodologie di controllo dei sistemi di interfaccia verso la rete di sistemi di accumulo elettrico destinati all'accoppiamento con impianti di generazione da fonte rinnovabile, sono state definite le possibili configurazioni del sistema di interfaccia, le specifiche tecniche di tutti i componenti del sistema, l'insieme delle funzionalità del dispositivo e la loro implementazione nelle relative logiche di controllo, prevedendo la possibilità di operare sia in base a logiche di controllo locale, sia in risposta a segnali di controllo da remoto, provenienti dal gestore della rete di distribuzione.

Le attività sono state condotte in sinergia con il personale tecnico di ENEA e con la collaborazione dell'azienda *Layer Electronics s.r.l.* di Erice.

## 1. Introduzione

In base alle più recenti regole tecniche e prescrizioni normative per la connessione di utenti attivi alle reti di distribuzione, allo scopo di evitare il degrado nella qualità del servizio nelle reti di distribuzione, nonché di consentire il sicuro esercizio della rete di trasmissione anche in presenza di ingenti quantità di generazione distribuita, gli utenti attivi devono, tra l'altro, essere in grado di soddisfare opportuni requisiti funzionali, che nella letteratura internazionale sono indicati con l'acronimo LVFRT (*Low Voltage Fault Ride Through*) e partecipare al controllo della tensione, con l'immissione di potenza reattiva modulabile all'interno di definite curve di *capability*. Inoltre, per il controllo dei transitori in frequenza, si richiede a tali impianti:

- la capacità di ridurre la potenza immessa in rete in risposta ad una variazione della frequenza del sistema al di sopra di soglie predefinite;
- l'inserimento graduale della potenza immessa in rete in modo da minimizzare gli effetti sul sistema in caso di ripresa in servizio;
- l'avviamento degli impianti di generazione locale con l'aumento graduale della potenza immessa in rete.

Tenuto conto che la maggior parte di generazione locale utilizza fonti energetiche rinnovabili (FER) non modulabili, l'accoppiamento di tali impianti a sistemi di accumulo elettrico può consentire di rendere disponibili i servizi di rete richiesti, come sopra accennati, senza rinunciare a tutta l'energia prodotta. Oltre ai risvolti in termini di più elevata efficienza energetica nella gestione della generazione da fonti rinnovabili, l'accoppiamento ai sistemi di accumulo può garantire maggiore flessibilità di gestione, contribuire a garantire adeguati livelli di *power quality*, assicurare il mantenimento della tensione e frequenza entro range di variazioni accettabili, anche in presenza di disturbi che richiedono interventi correttivi rapidi e in alcuni casi non compatibili con i tempi dei sistemi di regolazione centralizzati.

A tale scopo è necessario sviluppare nuovi sistemi di interfaccia e di controllo, in grado di operare sia in base a logiche di controllo locale, sia in risposta a segnali di controllo da remoto provenienti dal gestore della rete di distribuzione. E' necessario, pertanto, prevedere una doppia interfaccia, verso il sistema di potenza e verso i sistemi di telecomunicazione, in entrambi i casi con caratteristiche di bidirezionalità dei flussi (di potenza e di dati).

In questo quadro, l'attività di ricerca del DIEETCAM si è articolata in due fasi successive.

Nel corso della prima fase delle attività, oggetto del presente report, a partire dall'analisi e dalla definizione degli obiettivi e delle metodologie di controllo dei sistemi di interfaccia verso la rete di sistemi di accumulo elettrico destinati all'accoppiamento con impianti di generazione da fonte rinnovabile, sono state definite le possibili configurazioni del sistema di interfaccia, le specifiche tecniche di tutti i componenti del sistema, l'insieme delle funzionalità del dispositivo e la loro implementazione nelle relative logiche di controllo, prevedendo la possibilità di operare sia in base a logiche di controllo locale, sia in risposta a segnali di controllo da remoto, provenienti dal gestore della rete di distribuzione.

Le attività sono state condotte in sinergia con il personale tecnico di ENEA e con la collaborazione dell'azienda *Layer Electronics s.r.l.* di Erice.

## 2. Panoramica dei dispositivi di compensazione dei disturbi impiegati nelle reti elettriche e sui carichi

### 2.1. Generalità

Negli ultimi decenni si è assistito ad un notevole sviluppo tecnologico di dispositivi elettronici altamente automatizzati ed informatizzati, basati sull'elettronica di potenza, che ha favorito una ampia diffusione di tali dispositivi in ogni settore industriale e civile. Ciò ha determinato l'accentuazione dei problemi relativi alla qualità del servizio, sia con riferimento all'impatto che tali carichi disturbanti hanno sul sistema elettrico, sia con riferimento alla sensibilità di tali apparecchiature ai disturbi di rete. Tali apparecchiature, infatti, si comportano come carichi non lineari rispetto alla rete, per cui agiscono come "generatori di disturbi", quali variazioni di tensione, squilibri, armoniche, *flicker*, ecc.

Gli effetti indesiderati prodotti da questi carichi non lineari, possono essere ridotti sia ricorrendo a tradizionali gruppi di continuità (UPS - *Uninterruptible Power Supply*), sia utilizzando dei dispositivi, sempre basati sull'elettronica di potenza, ma in grado di offrire una serie di funzioni aggiuntive rispetto ai tradizionali UPS, da cui si differenziano anche in termini di impatto sulla rete. Questi dispositivi vengono denominati *Custom Power*, soprattutto con riferimento ad applicazioni per la media tensione (MT). Nel caso di utilizzo per applicazioni in bassa tensione (BT), tali dispositivi vengono identificati, più frequentemente, con il termine di filtri attivi.

Rispetto ai tradizionali gruppi di continuità, tali dispositivi offrono sia una riduzione dell'impatto dei carichi disturbanti sul sistema elettrico, sia una mitigazione dei disturbi di rete nei confronti di carichi particolarmente sensibili [1], [2], [3].

Le funzioni realizzabili da un dispositivo *Custom Power* dipendono sia dalla configurazione dell'elettronica di potenza, sia dalla logica di controllo adottata, e possono essere ricondotte a:

- riduzione dell'impatto che i carichi disturbanti hanno sulla rete elettrica (compensazione del reattivo, compensazione di armoniche, squilibri, *flicker*);
- mitigazione dei buchi di tensione, interruzioni, squilibri, tensioni distorte, nei confronti di carichi particolarmente sensibili;
- compensazione delle variazioni rapide di potenza attiva (*peak-shaving*), nel caso in cui al dispositivo di conversione sia associata una sorgente di accumulo;
- accoppiamento con fonti di generazione distribuita, per un miglior utilizzo dell'energia;
- regolazione della tensione su lunghe linee o su aree poco magliate di reti di distribuzione.

A seconda della configurazione adottata, spesso uno stesso dispositivo *custom power* è in grado di realizzare diverse funzioni contemporaneamente.

Nel paragrafo seguente verranno prese in esame le diverse tipologie di dispositivi *custom power* utilizzate per la compensazione di disturbi nelle reti elettriche e sui carichi.

### 2.2. Dispositivi di compensazione dei disturbi impiegati nelle reti elettriche e sui carichi

In relazione alle funzioni realizzabili (mitigazione dei disturbi su carichi sensibili o riduzione dell'impatto sulla rete elettrica), i dispositivi *custom power* possono essere classificati in:

#### *Dispositivi destinati alla mitigazione dei disturbi su carichi sensibili*

I dispositivi destinati alla mitigazione dei disturbi su carichi sensibili devono essere in grado di operare come sorgente di tensione, compensando la distorsione della forma d'onda della tensione della rete di alimentazione, come evidenziato in Fig. 2.1.

In questa struttura, l'inverter, opportunamente controllato in corrente, è chiamato a regolare la corrente ai capi dell'avvolgimento del trasformatore, in modo da compensare le variazioni della tensione  $v_s$  ed ottenere una tensione  $v_f$  sul carico corrispondente ad una terna di tensioni sinusoidali e simmetriche.

Attualmente questi dispositivi vengono principalmente utilizzati per applicazioni "puntuali" mirate per lo più a proteggere utenze particolarmente sensibili. La scelta se installare o meno tali dispositivi discende

essenzialmente da valutazioni economiche costi-benefici, fortemente legate alla tipologia del processo produttivo ed al costo associato ad una eventuale sua perdita.

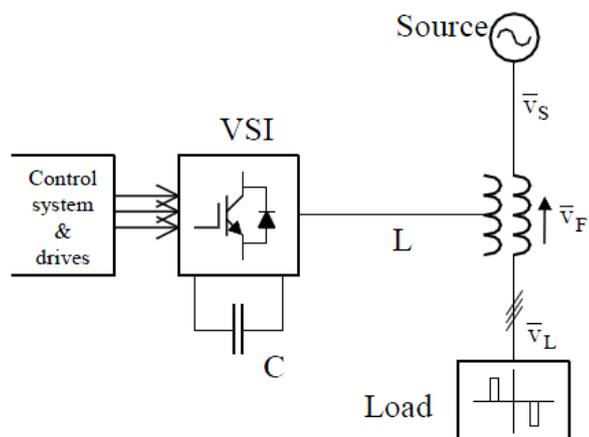


Fig. 2.1 – Connessione in derivazione di un dispositivo *custom power*.

*Dispositivi destinati alla riduzione dell'impatto sulla rete elettrica di carichi disturbanti*

I dispositivi adatti a tale applicazione devono essere in grado di operare un filtraggio verso la rete di tutti quei disturbi generati da un carico disturbante. Si tratta quindi di dispositivi dotati di un elemento derivato, che agiscono in modo da compensare la distorsione della forma d'onda della tensione della rete di alimentazione, come evidenziato in Fig. 2.2.

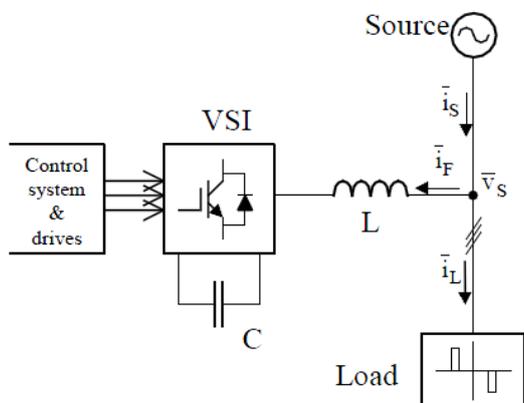


Fig. 2.2 – Connessione in derivazione di un dispositivo *custom power*.

Un dispositivo di questo tipo è in grado di scambiare con la rete correnti che compensano quelle del carico. Un parametro di cui tenere conto nella scelta del dispositivo è la dinamica di risposta necessaria per la compensazione del disturbo. Ad esempio, se il dispositivo deve essere progettato per la compensazione di fenomeni di flicker, esso dovrà essere caratterizzato da risposte dinamiche molto spinte. Nel caso invece in cui il dispositivo venga progettato per la compensazione di armoniche, la risposta potrà avvenire con tempi più lenti, considerando il disturbo come "lentamente variabile".

Combinando le due soluzioni di Fig. 2.1 e Fig. 2.2 in unico circuito si ottiene un sistema, con schema di inserzione misto serie/parallelo, capace di condizionare contemporaneamente la tensione di alimentazione del carico e la corrente assorbita dalla rete.

Alla luce delle considerazioni precedentemente esposte, i dispositivi di compensazione *custom power* possono essere classificati, a seconda dello schema di inserzione adottato, in:

*Schema di inserzione parallelo*

- *Distribution STATCOM (D-STATCOM)*

#### Schema di inserzione serie

- *Dynamic Voltage Restorer (DVR)*
- *Step Dynamic Voltage Restorer (S – DVR)*
- *Static Circuit Breaker e Static Transfer Switch (SCB e STS)*

#### Schema di inserzione misto serie/parallelo

- *Unified Power Flow Controller (UPFC)*
- D-STATCOM + SCB
- D-STATCOM + reattanza serie di disaccoppiamento.

Con riferimento ai componenti dell'elettronica di potenza, i dispositivi *custom power* utilizzano:

- inverter a tensione impressa con valvole GTO (*Gate Turn-Off thyristor*), IGBT (*Insulated Gated Bipolar Transistor*) o IGCT (*Integrated Gate Commutated Thyristor*);
- interruttori elettronici (*static switch*) a commutazione naturale (tiristori) o a commutazione forzata (a GTO, a IGCT o di tipo misto con tiristori);

Con riferimento all'accumulo di energia si utilizzano:

- Sistemi di accumulo elettrochimico (batterie)
- SMES (*Superconducting Magnatic Energy Storage*)
- Condensatori
- Sistemi di accumulo meccanici (volani).

Nei paragrafi che seguono verranno brevemente presi in rassegna gli schemi di principio e le principali caratteristiche di tali dispositivi.

#### 2.2.1. *Distribution STATCOM (D-STATCOM)*

Si tratta di dispositivi inseriti in derivazione al circuito, in grado di garantire un controllo molto rapido della potenza reattiva, compensazione dei fenomeni di *flicker* e delle armoniche e bilanciatura dei carichi squilibrati [4]. La regolazione della tensione viene assicurata dalla presenza di un inverter collegato ad una sorgente in corrente continua, secondo lo schema mostrato in Fig. 2.3.

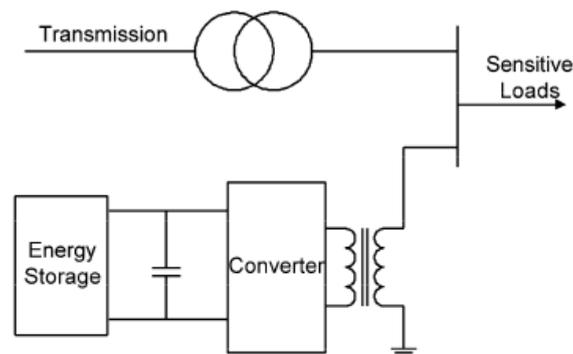


Fig. 2.3 – Diagramma schematico di un D-STATCOM.

L'inverter è inserito in derivazione al carico/linea da compensare, in genere tramite interposizione di un trasformatore.

Come componenti di potenza si utilizzano prevalentemente IGBT, con impieghi tra qualche MVA sino ad alcune centinaia di MVA.

Essi rappresentano una evoluzione dei cosiddetti SVC (*Static Var Compensator*) ma, rispetto a questi ultimi, presentano risposte dinamiche più rapide, dimensioni ed ingombri notevolmente ridotti ed un basso impatto sulla rete in termini di iniezioni armoniche.

Come tutti i dispositivi in derivazione, il principio di funzionamento consiste nell'iniettare, nel nodo di derivazione del dispositivo stesso, delle correnti in grado di compensare le componenti "indesiderate" della corrente di carico. Un tipico schema di controllo è mostrato in Fig. 2.4.

Le correnti di carico ( $i_{La}$ ,  $i_{Lb}$  e  $i_{Lc}$ ) sono misurate e trasformate nelle due componenti ortogonali  $i_p$  ed  $i_q$ , proporzionali, rispettivamente, alla componente attiva della corrente di carico e a quella reattiva. Tali componenti sono riferite ad un sistema di coordinate rotanti e sincrono con la tensione di rete. L'uscita, dopo essere stata depurata dai disturbi (utilizzando un filtro), è "inversamente" trasformata nella terna di correnti trifase  $i_{sa}$ ,  $i_{sb}$  e  $i_{sc}$ , che costituisce il riferimento per la corrente erogata dal D-STATCOM. Il confronto con l'effettiva corrente erogata dal dispositivo genera un segnale errore che costituisce l'ingresso per il regolatore di corrente, le cui uscite rappresentano i riferimenti per il PWM.

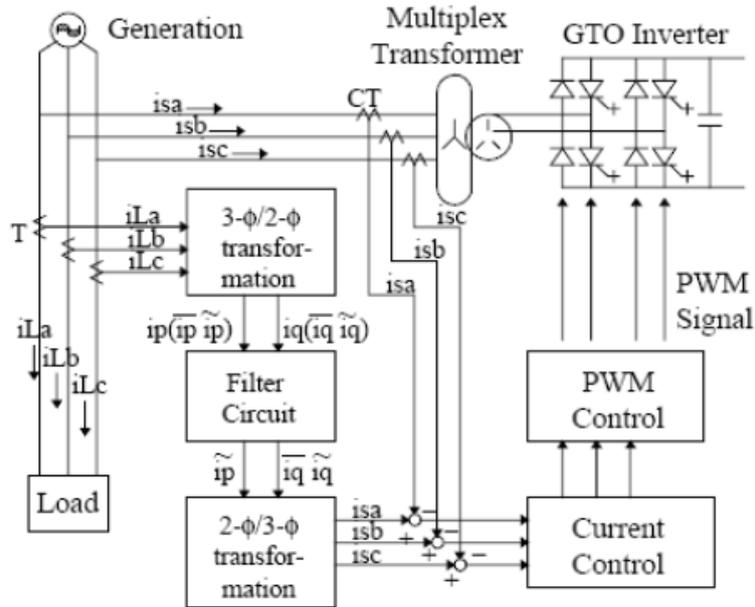


Fig. 2.4 – Schema di controllo tipico per un D-STATCOM.

Nello schema di Fig. 2.4 il controllo agisce in modo da compensare la quota variabile della componente attiva di corrente ( $i_p$ ) e l'intera componente reattiva della corrente di carico. Questo schema di controllo garantisce elevate risposte dinamiche, con tempi di risposta di pochi millisecondi.

### 2.2.2. Dynamic Voltage Restorer (DVR)

Si tratta di un dispositivo inserito in serie al circuito che viene utilizzato per la compensazione di buchi di tensione e sovratensioni, ma non di interruzioni. Può inoltre regolare la tensione sul carico. In presenza di un buco di tensione il dispositivo agisce in modo da introdurre una tensione in serie al carico che, sommandosi a quella a monte preesistente, ne riporta il valore all'interno di un *range* prestabilito. Lo schema di principio è mostrato in Fig. 2.5.

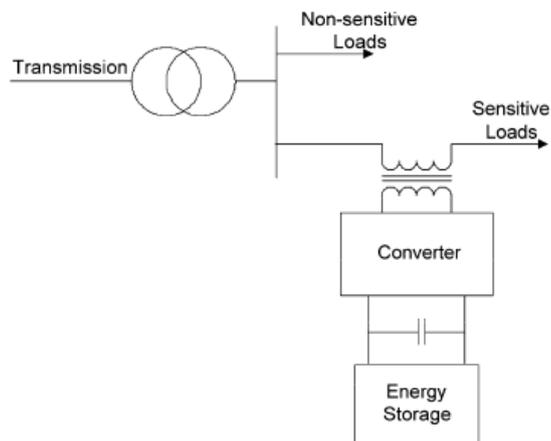


Fig. 2.5 – Schema di principio di un DVR.

Le potenze richieste dai DVR sono inferiori alla potenza del carico da proteggere e sono grossolanamente proporzionali alla profondità del buco da compensare. In genere tali dispositivi sono in grado di compensare buchi di tensione con profondità massima del 50%.

L'accumulo è, in genere, di modesta entità, ed è basato, normalmente, su batterie di condensatori o su SMES. I tempi di compensazione variano tra poche centinaia di millisecondi ed il secondo.

La regolazione è di tipo continuo.

### 2.2.3. Step Dynamic Voltage Restorer (S-DVR)

Si tratta di un dispositivo di compensazione simile al precedente con la differenza che la regolazione è in questo caso effettuata in modo discreto, con tempi di regolazione inferiori (poche decine di millisecondi contro alcune centinaia di millisecondi nel caso del DVR) [5].

Lo schema di inserzione è rappresentato in Fig. 2.6.

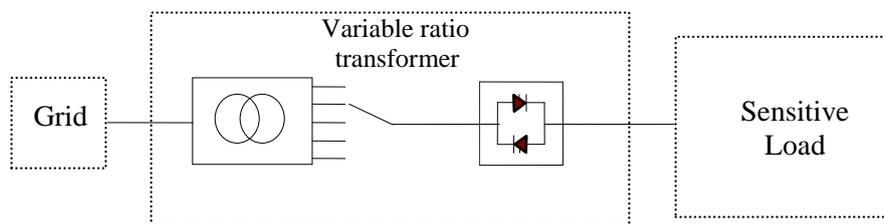


Fig. 2.6 - Schema di inserzione di un S-DVR.

La regolazione della tensione in questo caso è affidata ad un variatore sotto carico con elevata velocità di risposta che commuta elettronicamente (tramite tiristori) tra le diverse prese di un trasformatore a prese variabili. In questo caso non è richiesta la presenza dell'accumulo.

A differenza del dispositivo trattato nel paragrafo precedente, il S-DVR non produce praticamente armoniche, per cui non è richiesta la presenza di filtri.

I principali vantaggi di questo dispositivo sono le perdite ridotte e l'elevata affidabilità, legata all'assenza di parti meccaniche in movimento ed all'uso di componenti standard, quali i tiristori.

### 2.2.4. Static Circuit Breaker e Static Transfer Switch (SCB e STS)

Lo schema di principio del dispositivo è rappresentato in fig. 2.7.

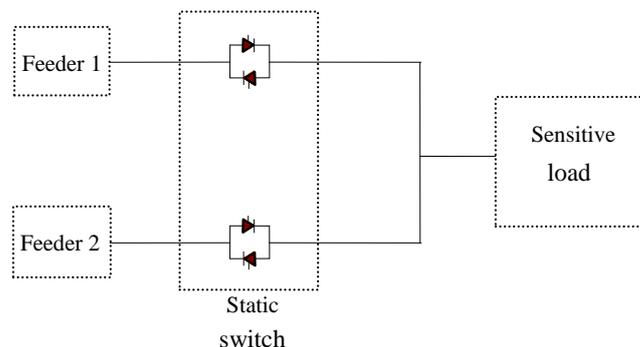


Fig. 2.7 - Schema di inserzione di un SCB e STS.

In questo caso lo *Static Transfer Switch* permette di commutare rapidamente un carico sensibile su una seconda alimentazione indipendente, nel caso in cui sull'alimentazione principale siano presenti dei disturbi. Ovviamente ciò presuppone che il carico sia dotato di doppia alimentazione. La commutazione è resa possibile dalla presenza di interruttori statici su entrambe le alimentazioni (*Static Circuit Breaker*).

Il dispositivo può essere utilizzato sia per la compensazione di buchi di tensione che per la protezione in presenza di interruzioni su uno dei due *feeder*.

### 2.2.5. Unified Power Flow Controller (UPFC)

Si tratta di un dispositivo con schema di inserzione misto serie/parallelo, che può svolgere quindi sia la funzione di protezione del carico che la funzione di mitigazione dei disturbi immessi in rete. Lo schema di principio è rappresentato in fig. 2.8.

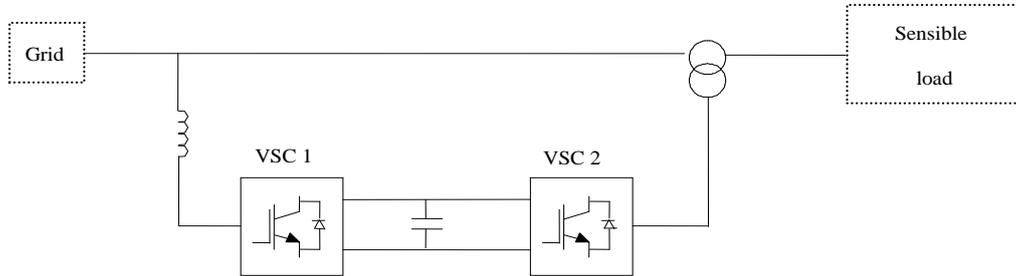


Fig. 2.8 - Schema di principio di un UPFC.

Grazie alla presenza del trasformatore in serie al circuito di alimentazione, l'UPFC è in grado di iniettare una tensione ai capi del carico che, sommandosi a quella di rete, è in grado di compensare buchi di tensione ma non interruzioni, non essendo provvisto di un dispositivo per la separazione dalla rete. Normalmente l'accumulo è di entità molto modesta, dal momento che questo dispositivo preleva l'energia necessaria alla compensazione direttamente dalla rete (grazie all'inverter inserito in derivazione). I tempi di risposta sono dell'ordine di pochi millisecondi.

Grazie alla presenza dell'inverter inserito in derivazione, il dispositivo è anche in grado di effettuare una compensazione delle armoniche (sia di corrente che di tensione), degli squilibri, ed una regolazione della potenza reattiva e del fattore di carico.

### 2.2.6. D-STATCOM + SCB

Anche in questo caso si tratta di un dispositivo con schema di inserzione misto serie/parallelo. L'inverter dotato di sorgente di accumulo viene connesso in derivazione, mentre l'interruttore statico viene posizionato in serie al circuito di alimentazione, come evidenziato in Fig. 2.9.

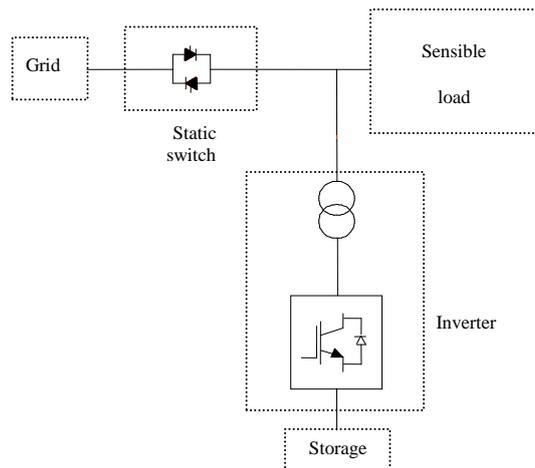


Fig. 2.9 - Schema di inserzione di un D-STATCOM+SCB.

Il dispositivo svolge esattamente le funzioni di un D-STATCOM in condizioni di funzionamento di rete normale, mentre in condizioni di rete perturbata viene azionato l'interruttore statico che separa il carico dalla rete. Sarà il dispositivo di compensazione stesso ad alimentare il carico, garantendo un livello di qualità dell'alimentazione. Ovviamente il dispositivo deve essere dotato di sufficiente autonomia, ragione per cui spesso tali dispositivi sono associati ad accumuli di energia di entità medio-alta.

Ovviamente, l'efficacia della compensazione dipende dalla rapidità della commutazione del carico dalla rete al sistema derivato. L'utilizzo di dispositivi elettronici a commutazione forzata ad elevata velocità (come gli IGBT) consente di ridurre il tempo di connessione alla rete disturbata minimizzando, di conseguenza, il disturbo trasmesso al carico.

### 2.2.7. Dispositivo derivato con reattanza serie di disaccoppiamento

Anche in questo caso si tratta di un dispositivo con schema di inserzione misto serie/parallelo. L'inverter dotato di sorgente di accumulo viene connesso in derivazione, mentre la reattanza è posizionata in serie al circuito di alimentazione, come evidenziato in Fig. 2.10.

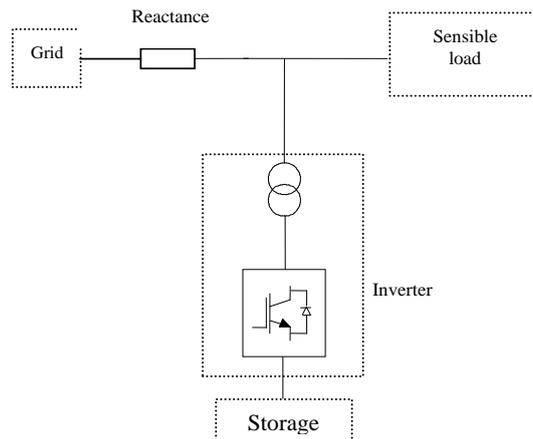


Fig. 2.10 - Schema di inserzione di un dispositivo derivato con reattanza serie di disaccoppiamento.

La reattanza permette, in sostanza, di disaccoppiare il sistema dalla rete, rendendo possibile una regolazione della tensione sul carico anche in presenza di disturbi. A differenza del dispositivo descritto nel paragrafo precedente (D-STATCOM + SCB) in questo caso non è prevista la separazione dalla rete, per cui il dispositivo non è in grado di proteggere il carico da interruzioni della tensione di alimentazione.

L'accumulo è di entità medio-alta e può essere rappresentato da batterie, SMES, volani, ecc..

A conclusione di questa panoramica sui dispositivi *custom power*, la tabella 2.1 riporta le diverse funzioni realizzabili dai vari dispositivi, insieme alla tipologia di schema di inserzione, al *range* di potenza ed al livello di tensione [6].

	Buchi di tensione	Interruz.	Regolaz. P (peak shaving)	Regolaz. Q e cosφ	Comp. Armon. I_carico	Comp. Armon. V_rete	Comp. flicker	Livello tensione	Range di potenza	Schema di inserz.
D-STATCOM	No	No	Si	Si	o	No	Si	MT e bt	Decine di MVA	Parallelo
DVR	Si	No	No	No	No	o	No	MT e bt	Decine di MVA	Serie
S-DVR	Si	No	No	No	No	No	No	MT e bt	Decine di MVA	Serie
STATIC TRASFER SWITCH	Si	Si	No	No	No	No	No	MT e bt	Decine di MVA	Serie
UPFC	Si	No	No	Si	o	o	Si	MT e bt	Pochi MVA	serie/parallelo
D-STATCOM + STATIC SWITCH	Si	Si	Si	Si	o	No	Si	MT e bt	Decine di MVA	serie/parallelo
Disp. derivato con reattanza di disaccoppiamento	Si	No	Si	Si	o	No	Si	MT e bt	Decine di MVA	serie/parallelo

Tab. 2.1. Funzioni realizzabili dai dispositivi custom power presi in esame.

- o Ammesso per potenze ridotte, che consentono l'utilizzo di componenti elettronici con frequenze di commutazione adeguate

### 3. Schemi di connessione di utenti attivi

#### 3.1. Premessa

Nel presente capitolo verranno esaminati gli schemi per la connessione di utenti attivi alle reti elettriche di distribuzione in BT, in accordo a quanto prescritto dalle normative vigenti, esplicitando le caratteristiche tecniche e le soglie per ciascuno dei dispositivi di protezione previsti.

Gli schemi descritti verranno presi come riferimento per la progettazione del dispositivo di conversione oggetto del presente report.

#### 3.2. Dispositivi previsti per la connessione di utenti attivi alla rete BT

Lo schema generale per la connessione degli impianti di produzione alla rete BT del distributore è indicato nella fig. 3.1 [7].

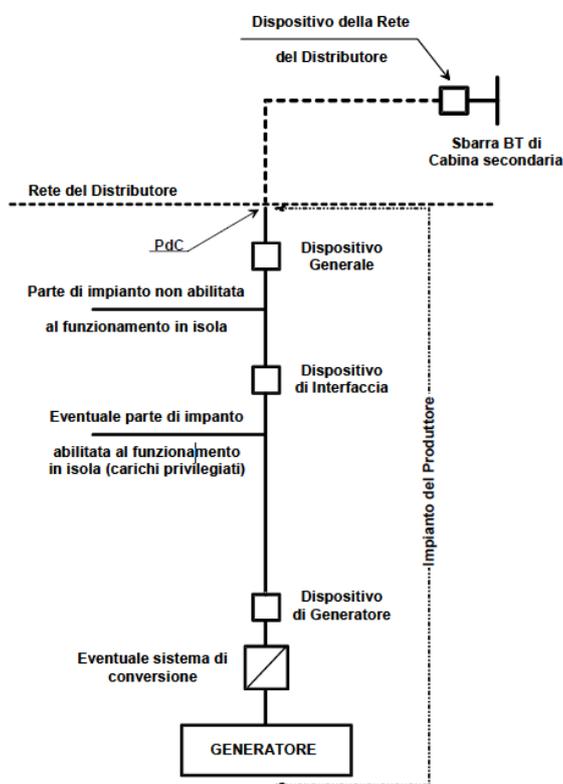


Fig. 3.1 - Schema di connessione degli impianti di produzione alla rete BT del distributore (fonte CEI 0-21).

Gli elementi che costituiscono il sistema sono di seguito descritti:

- **Dispositivo Generale (DG):** separa l'intero impianto utente dalla rete BT del distributore in caso di guasto a valle del punto di connessione (guasto interno). Esso può essere costituito fino ad un massimo di tre Dispositivi Generali di Linea (DGL), come evidenziato in fig. 3.2. Il DG è costituito da interruttore automatico onnipolare conforme alla Norma CEI EN 60898 oppure conforme alla Norma CEI EN 60947-2 se adatto al sezionamento. Il suddetto interruttore deve avere un potere di interruzione non inferiore ai valori di corrente di cortocircuito massimi ammessi nel punto di connessione. In alternativa, può essere impiegato anche un interruttore di manovra-sezionatore combinato con fusibili (conforme alla Norma CEI EN 60947-3), nel rispetto dei requisiti di cui sopra. La presenza del DG non può essere omessa. Il dispositivo deve essere tale da assicurare l'apertura per guasti sull'impianto di utente ma non deve aprirsi in presenza di guasti a monte dello stesso (guasti sulla rete).

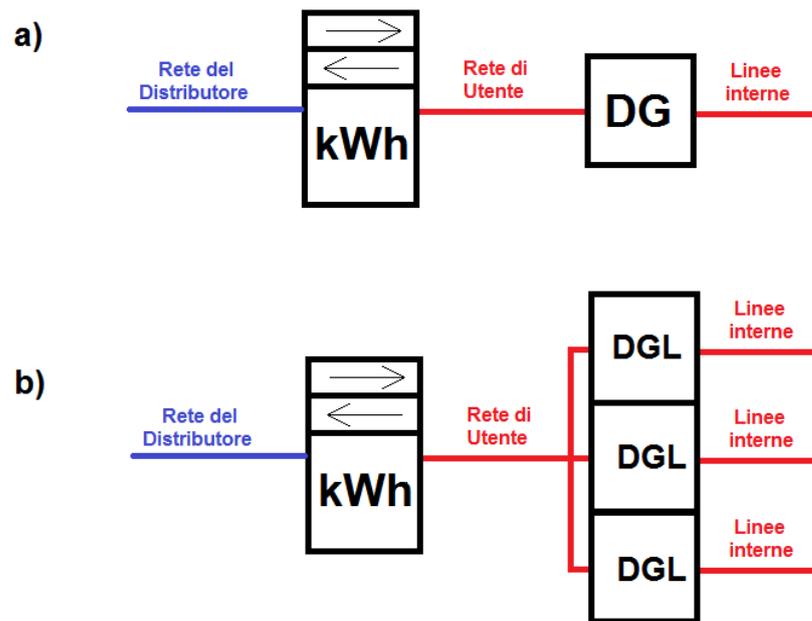


Fig. 3.2 - Schema di connessione alla rete BT mediante unico DG (a) o più DGL (b).

- **Dispositivo di Interfaccia (DDI):** separa l'impianto utente (o parte di esso) dalla rete di distribuzione. Con il termine DDI si identificano le apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo allo stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati (durante questo tipo di funzionamento il neutro sull'impianto dell'utente attivo deve essere interrotto). Il DDI è associato al sistema di protezione d'interfaccia (SPI).  
Il dispositivo di interfaccia deve essere costituito da:
  - interruttore di manovra-sezionatore o interruttore automatico idoneo al sezionamento;
  - contattore onnipolare di categoria AC3 idoneo al sezionamento; in alternativa, per generatori con inverter di potenza nominale fino a 6 kW, con DDI interno, la norma ammette l'utilizzo di contattori di categoria AC1.
 Sia l'interruttore che il contattore devono essere asserviti in apertura al sistema di protezione di interfaccia.
- **Dispositivo di Generatore (DDG):** è un'apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del generatore, assicurando:
  - l'avviamento, l'esercizio e l'arresto dell'impianto di produzione in condizioni di funzionamento ordinarie (assenza di guasti o malfunzionamenti dell'impianto di produzione);
  - la protezione dell'impianto di produzione, in presenza di guasti o malfunzionamenti sull'impianto di produzione;
  - l'intervento coordinato del dispositivo del generatore e dei dispositivi di protezione dei carichi privilegiati (qualora presenti) per guasti dell'impianto durante il funzionamento in isola;
  - l'intervento coordinato del dispositivo di generatore, di quello di interfaccia e del dispositivo generale in caso di guasti sulla rete del Distributore. Infatti, in questi casi il dispositivo di generatore può intervenire come rinalzo del dispositivo di interfaccia (nel caso di unità di generazione indirettamente connesse).

Esso deve essere in grado di interrompere le correnti di guasto fornite dal generatore stesso e, nel caso in cui coincida con il DG o con il DDI, deve, presentare almeno le medesime caratteristiche di tali dispositivi.

Il DDI può coincidere con il DDG ove non siano previsti carichi privilegiati. Per impianti con più generatori, il dispositivo di interfaccia deve essere di norma unico e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori.

È ammesso l'impiego di più DDI comandati da un unico SPI. L'impiego di più SPI è ammesso, purché essi agiscano in logica OR (l'anomalia rilevata da ciascun SPI provoca lo sgancio di tutti i DDI).

In deroga a quanto richiesto al precedente capoverso, per impianti di potenza complessiva fino a 20 kW è ammesso che siano presenti fino a tre dispositivi di interfaccia distinti, ciascuno con la propria protezione di interfaccia, sprovvisti di funzionamento in OR. Se i dispositivi presenti sono superiori a tre, si deve prevedere il loro funzionamento in OR.

In particolar modo il DDI ha lo scopo di evitare che:

- l'utente possa alimentare la rete, in caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete stessa;
- l'utente attivo possa continuare ad alimentare il guasto o la rete in caso di guasto o di valori anomali di tensione e frequenza sulla rete BT cui è connesso l'utente stesso;
- il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete con possibilità di danneggiamento, in presenza di richiuse automatiche o manuali di interruttori sulla rete del distributore.

Con riferimento a quest'ultimo punto, il potenziale danneggiamento del generatore dipende dalle sue caratteristiche elettriche. L'intervento del DDI non è in grado di assicurare totalmente l'assenza di richiuse con generatore in discordanza di fase, pertanto:

- nel caso di **generatori tradizionali** è possibile agire tramite opportune protezioni del generatore in funzione delle caratteristiche specifiche del generatore stesso e del tempo di attesa alla richiusura rapida, che verrà comunicato dal distributore; in questi casi è ammesso, quindi, un possibile intervento non coordinato tra SPI e protezioni del generatore;
- nel caso di **generatori statici**, invece, l'assenza di danneggiamenti derivanti da richiuse in discordanza di fase deve essere assicurata dalle caratteristiche proprie (sistema di controllo) dell'inverter, indipendentemente dal tempo di attesa alla eventuale richiusura da parte del distributore; in questi casi non è ammesso un intervento non coordinato tra SPI e protezioni del generatore.

Al fine di valutare gli effetti di una richiusura da parte del distributore con generatore ancora connesso, (sia a seguito dell'apertura dell'organo di manovra, sia qualora si verifichi un funzionamento in isola) il massimo angolo di sfasamento che può presentarsi alla richiusura tra la tensione di rete e quella presente ai morsetti del generatore ( $\alpha$ ), può essere valutato mediante la seguente espressione:

$$\alpha = \Delta f t_{rr} 360 \quad [1]$$

dove:

- $t_{rr}$  = tempo di attesa alla richiusura rapida da parte del Distributore, espresso in s;
- $\Delta f$  = regolazioni delle soglie di massima e minima frequenza (la verifica va fatta per entrambe, se diverse).

Tali indicazioni sono necessarie per valutare la differenza di fase che può essere presente in caso di parallelo causato da una richiusura e quindi permettono all'utente attivo di valutare gli effetti sui propri impianti di generazione al fine di mettere in atto tutte le misure opportune per salvaguardare il proprio macchinario.

### 3.2.1. Rincalzo per mancata apertura del DDI

Per potenze superiori a 20 kW deve essere previsto un dispositivo di rincalzo al DDI (che eventualmente può coincidere con il DG o il DGL).

La funzione di rincalzo al dispositivo di interfaccia è realizzata tramite l'invio, temporizzato al massimo di 0,5 s, del comando di apertura della protezione di interfaccia ad un altro dispositivo (di rincalzo) in grado di

separare il generatore dalla rete in caso di mancata apertura del dispositivo di interfaccia. Il ripristino del dispositivo di ricalzo deve avvenire solo manualmente.

Per impianti indirettamente connessi, se l'inverter è dotato di un DDI interno di tipo elettromeccanico, è ammesso che questo assolva la funzione di ricalzo al DDI purché in grado di ricevere il segnale di apertura ritardata proveniente dal SPI esterno.

Le norme prescrivono che, per impianti di produzione con potenza superiore a 20 kW, siano sempre presenti almeno due dispositivi tra il generatore e la rete, asserviti alla protezione di interfaccia di cui:

- uno assolva la funzione di DDI;
- l'altro assolva la funzione di ricalzo al DDI.

L'azione combinata dei due dispositivi separa, pertanto, in maniera affidabile i generatori dalla rete del Distributore.

### 3.2.2. Caratteristiche e soglie di protezione del SPI

Il SPI, che separa la rete pubblica dall'impianto di generazione in caso di guasto o di funzionamento anomalo della rete pubblica, agendo sul DDI, deve espletare le seguenti funzioni:

- protezione di massima/minima frequenza;
- protezione di massima/minima tensione;
- capacità di ricevere segnali, su protocollo serie IEC 61850, finalizzati a:
  - presenza rete dati (per abilitazione soglie di frequenza);
  - comando di telescatto.

Per i sistemi trifase, le protezioni:

- di massima/minima tensione devono avere in ingresso grandezze proporzionali alle tre tensioni BT concatenate;
- di massima/minima frequenza devono avere in ingresso grandezze proporzionali almeno ad una tensione concatenata BT.

Il SPI deve essere realizzato tramite:

- un dispositivo dedicato (relè di protezione) per impianti di produzione con potenza complessiva superiore a 6 kW;
- un dispositivo integrato nell'apparato di conversione statica oppure un dispositivo dedicato (relè di protezione) per impianti di produzione con potenza fino a 6 kW.

Il SPI deve prevedere:

- una funzione di protezione di minima tensione con due soglie;
- una funzione di protezione di massima tensione con due soglie;
- una funzione di protezione di minima frequenza con due soglie;
- una funzione di protezione di massima frequenza con due soglie;
- una funzione di elaborazione del segnale di tele-scatto;
- una funzione di elaborazione del segnale di presenza segnale di comunicazione;
- una funzione di autodiagnosi;
- una funzione di autotest (obbligatoria qualora integrato nel sistema di controllo dell'inverter di un impianto di produzione di potenza complessiva fino a 6 kW);
- eventuali trasduttori finalizzati all'acquisizione dei segnali di tensione;
- un circuito di apertura del dispositivo di interfaccia;
- solo per il SPI esterno, un sistema di alimentazione ausiliario che consenta il suo funzionamento per almeno 90 s.

La tensione e la frequenza nominale per tutte le funzioni di protezione sono:

- Tensione nominale: 230/400 V;
- Frequenza nominale: 50 Hz.

Nella tabella 3.1 sono riportate le regolazioni del SPI in accordo alle prescrizioni della Norma CEI 0-21.

La protezione di massima tensione 59.S1 deve essere realizzata come protezione basata sul valore medio di 10 minuti calcolato secondo quanto previsto dalla Norma EN 61000-4-30. Al più tardi ogni 3 s deve essere creato un nuovo valore medio dei 10 minuti precedenti, da paragonare al valore di impostazione per la protezione 59.S1.

Limitatamente ai soli generatori statici (inverter) il SPI deve prevedere la possibilità di disabilitare su comando locale, protetto da usi impropri anche in assenza di segnale di comunicazione, le soglie 81>.S1 e 81<.S1, consentendo il funzionamento della soglia, sempre abilitata, compresa tra 47,5Hz (81<.S2) e 51,5Hz (81>.S2).

Protezione	Soglia	T [s]
59.S1	1,10 Vn	3
59.S2	1,15 Vn	0,2
27.S1	0,85 Vn	0,4
27.S2	0,4 Vn	0,2
81>.S1	50,5 Hz	0,1
81<.S1	49,5 Hz	0,1
81>.S2	51,5 Hz	0,1 - 5
81<.S2	47,5 Hz	0,1 - 5

Tab. 3.1 - Parametri di regolazione del SPI.

Le regolazioni possono essere riassunte mediante uno schema logico del funzionamento del SPI, illustrato in fig. 3.3. Tale schema logico contiene anche l'indicazione dei segnali di tele distacco e di presenza rete di comunicazione.

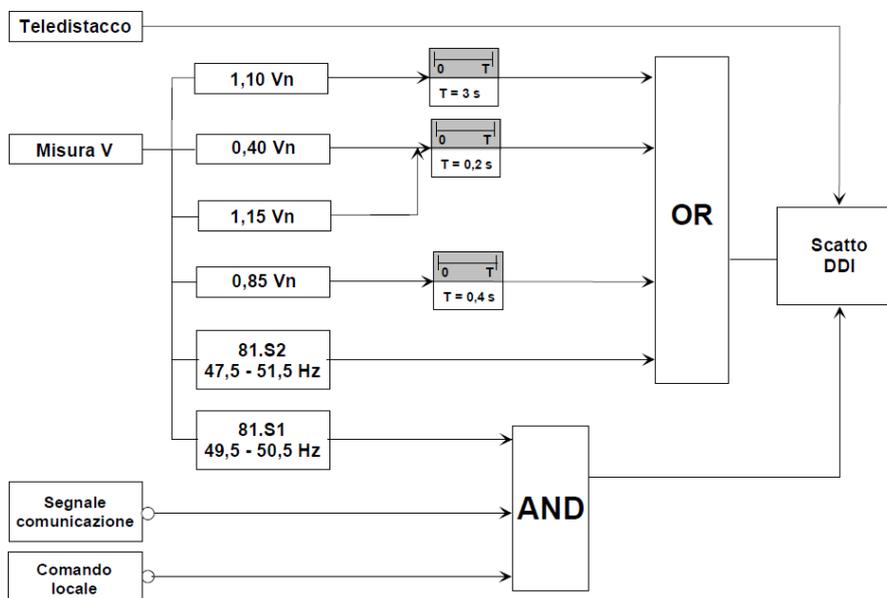


Fig. 3.3 - Schema logico funzionale del SPI (fonte CEI 0-21).

Nel caso in cui il sistema di protezione di interfaccia è realizzato tramite dispositivo dedicato (relè esterno), il SPI può essere escluso temporaneamente solo in una delle seguenti condizioni particolari di esercizio:

- l'impianto dell'utente attivo è in isola e il dispositivo generale, o qualsiasi altro dispositivo posto tra la rete di distribuzione e il dispositivo di interfaccia che impedisce il parallelo dell'impianto di produzione con la rete di distribuzione, siano bloccati in posizione di aperto;
- tutti i gruppi di generazione sono disattivati e scollegati.

L'esclusione deve essere realizzata mediante un contatto chiuso con dispositivo del generatore aperto, posto in parallelo al contatto di scatto delle protezioni di interfaccia. Se sono presenti più generatori ed un

unico dispositivo di interfaccia, i contatti discordi dovranno essere posti in serie tra loro affinché l'esclusione di detto dispositivo avvenga solo quando tutti i generatori sono disattivati. Nel caso siano presenti più interruttori di interfaccia, l'apertura dell'interruttore di ciascun generatore deve escludere il rispettivo SPI.

### 3.2.3. Campi di regolazione per l'SPI

Le soglie di intervento ed i tempi di intervento devono poter essere modificabili a richiesta del Distributore, pertanto il SPI dovrà essere programmato di default con le soglie ed i tempi di intervento già descritti (vedi tabella 3.1), ma deve risultare sempre possibile modificare soglie e tempi di intervento.

#### Protezione di minima e di massima tensione di fase (o concatenata)

Le protezioni di minima e di massima tensione possono essere in esecuzione unipolare oppure tripolare, ciascuna a due soglie di intervento. I campi di regolazione previsti sono riportati nella Tabella 3.2.

La protezione di massima tensione (59.S1) deve essere realizzata come protezione basata sul calcolo del valore medio di 10 minuti secondo quanto previsto dalla *Norma EN 61000-4-30*. Al più tardi ogni 3s deve essere creato un nuovo valore medio dei 10 minuti precedenti, da paragonare al valore di impostazione per la protezione 59.S1.

Soglia minima tensione 27.S1	
Soglia	$(0,2 \div 1) * V_n$ - regolabile con passo di 0,05 Vn
Tempo di intervento	$(0,05 \div 5)$ s - regolabile con passo di 0,05 s
Soglia minima tensione 27.S2	
Soglia	$(0 \div 1) * V_n$ - regolabile con passo di 0,05 Vn
Tempo di intervento	$(0,05 \div 5)$ s - regolabile con passo di 0,05 s
Soglia massima tensione 59.S1	
Soglia	$(1 \div 1,20) V_n$ - regolabile con passo di 0,01 Vn
Tempo di intervento	$(0,2 \div 10)$ s - regolabile con passo di 0,1 s
Soglia massima tensione 59.S2	
Soglia	$(1,0 \div 1,3) V_n$ - regolabile con passo di 0,01 Vn
Tempo di intervento	$(0,05 \div 1)$ s - regolabile con passo di 0,05 s

Tab. 3.2 - Protezione di minima e di massima tensione (fonte CEI 0-21).

#### Protezione di minima e di massima frequenza

Le protezioni di minima e di massima frequenza devono essere in esecuzione almeno unipolare, ciascuna a due soglie di intervento. I campi di regolazione previsti sono riportati nella Tabella 3.3.

La protezione deve essere insensibile a transitori di frequenza di durata minore o uguale a 40 ms. La protezione deve funzionare correttamente nel campo di tensione in ingresso compreso tra 0,2 Vn e 1,15 Vn e deve inibirsi per tensioni in ingresso inferiori a 0,2 Vn.

<b>Soglia 81&lt;.S1</b>	
Soglia	(47,0 ÷ 50,0) Hz - regolabile con passo di 0,1 Hz
Tempo di intervento	(0,05 ÷ 5) s - regolabile con passo di 0,05 s
<b>Soglia 81&lt;.S2</b>	
Soglia	(47,0 ÷ 50,0) Hz - regolabile con passo di 0,1 Hz
Tempo di intervento	(0,05 ÷ 5) s - regolabile con passo di 0,05 s
<b>Soglia 81&gt;.S1</b>	
Soglia	(50,0 ÷ 52,0) Hz - regolabile con passo di 0,1 Hz
Tempo di intervento	(0,05 ÷ 5) s - regolabile con passo di 0,05 s
<b>Soglia 81&gt;.S2</b>	
Soglia	(50,0 ÷ 52,0) Hz - regolabile con passo di 0,1 Hz
Tempo di intervento	(0,05 ÷ 5) s - regolabile con passo di 0,05 s

**Tab. 3.3 - Protezione di minima e di massima frequenza (fonte CEI 0-21).**

## 4. Attività di specifica e progetto

### 4.1. Architettura del sistema di interfaccia e specifiche tecniche dei componenti

Il sistema di interfaccia oggetto della presente attività è destinato ad interconnettere un impianto di generazione da FER, un sistema di accumulo, un carico e la rete elettrica di distribuzione, secondo lo schema a blocchi di principio evidenziato in fig. 4.1.

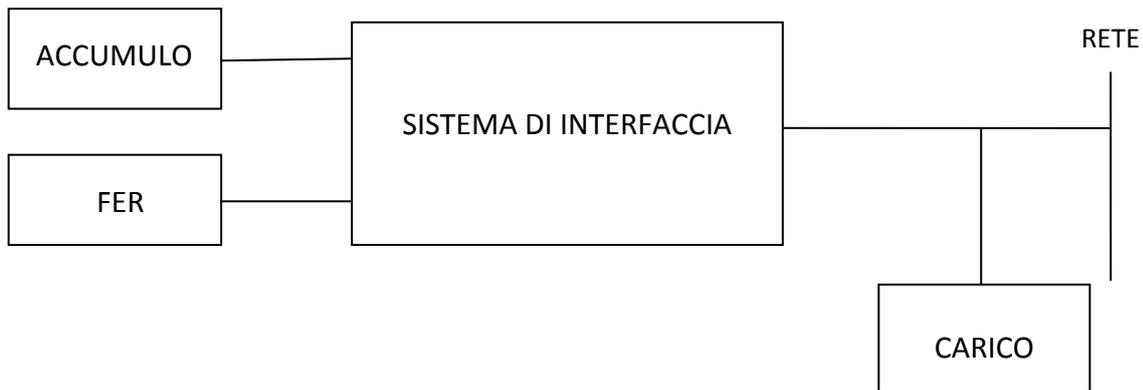


Fig. 4.1 – Schema a blocchi di principio del sistema di combinato accumulo-FER.

Per la definizione della configurazione del sistema di interfaccia sono state esaminate e confrontate fra di loro due diverse architetture, denominate configurazione parallelo e configurazione serie, e rappresentate, rispettivamente, nelle figure 4.2 e 4.3.

La principale differenza tra le due configurazioni risiede nella posizione del regolatore di carica della batteria (convertitore DC/DC #1). Infatti, mentre nella configurazione parallelo il regolatore di carica è posizionato a monte del punto di connessione della batteria al bus in c.c. (in serie cioè al dispositivo di accumulo), nella configurazione serie il regolatore è posizionato in serie al convertitore DC/AC.

In relazione alle specifiche funzionali del sistema, come di seguito descritte, si è ritenuto di scegliere, per il sistema, la configurazione parallelo.

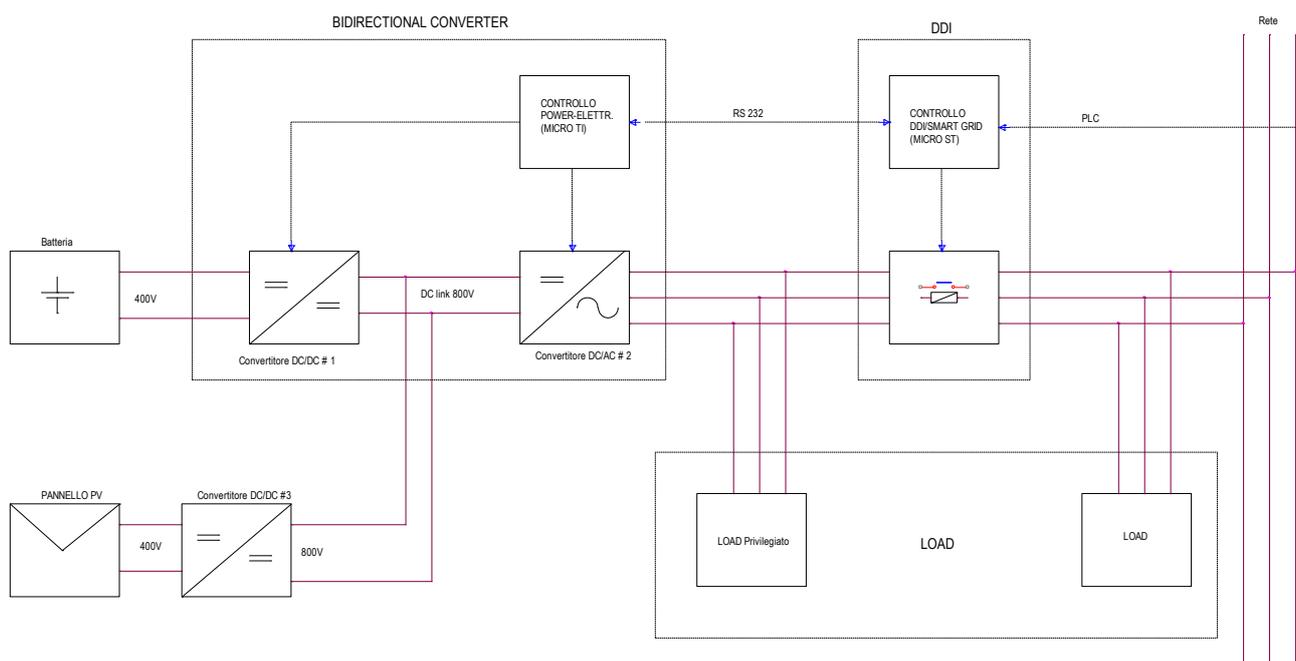


Fig. 4.2 – Architettura del sistema parallelo.

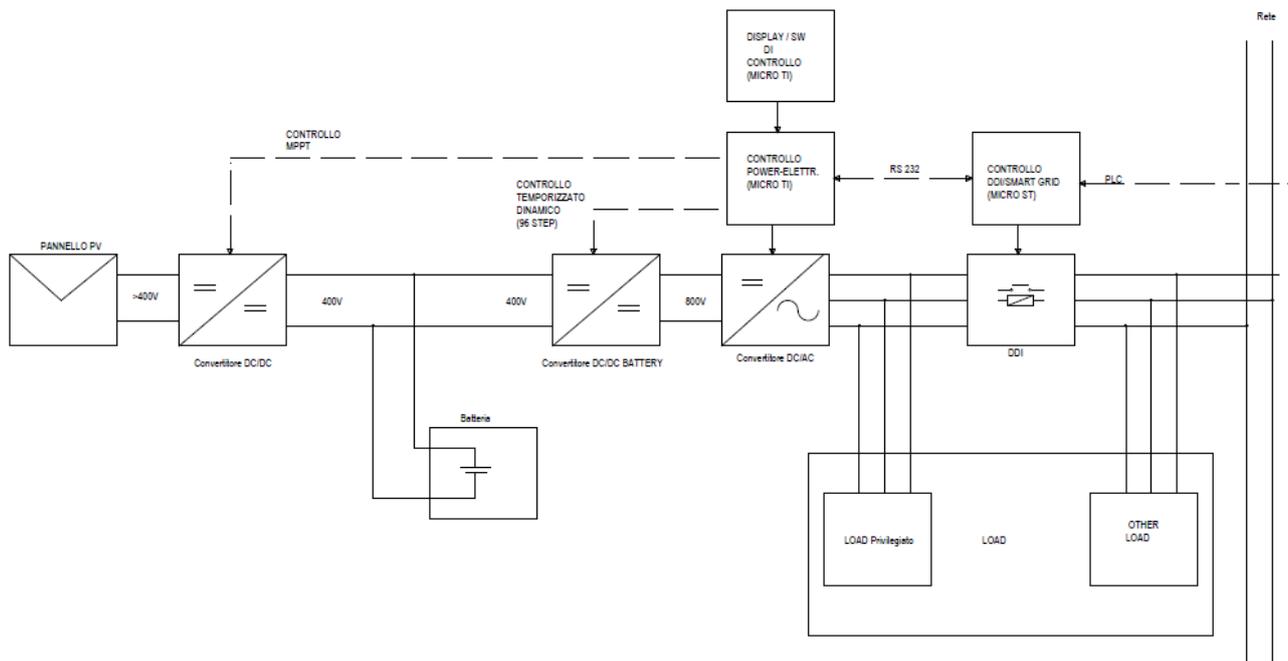


Fig. 4.3 – Architettura del sistema serie.

Il sistema di interfaccia e controllo è costituito da un convertitore bidirezionale in grado di immettere energia in rete (a fattore di potenza variabile) prelevandola da un pacco batterie e/o da una sorgente da FER (tipicamente un impianto eolico o fotovoltaico), alimentando un carico in c.a..

Con riferimento alla fig. 4.2, il convertitore bidirezionale è suddivisibile nei seguenti quattro blocchi funzionali:

- **il dispositivo di interfaccia (DDI) con relativa protezione (PPI)**, che provvede a sezionare la linea nel momento in cui tensione e frequenza oltrepassano determinati valori prefissati, provvedendo anche ad alimentare in isola il carico privilegiato in presenza di un disservizio sulla rete elettrica;
- **il convertitore DC/DC #1**, che provvede a trasferire potenza dal pacco batterie al *DC-link*, in condizioni di bidirezionalità;
- **il convertitore DC/AC #2**, anch'esso bidirezionale, che provvede a trasferire potenza dal *DC-link* alla rete in c.a. (o al carico privilegiato, in modalità di funzionamento stand-alone);
- **il convertitore DC/DC #3**, che provvede a convertire l'energia prodotta dalla sorgente FER ai valori di tensione del *DC-link* (800 V).

Ciascun blocco di conversione è costituito:

- dal circuito di potenza che comprende gli IGBT, i driver dei relativi *gate*, l'isolamento galvanico e le protezioni;
- dall'interfaccia di misura comprendente i circuiti di filtro e l'isolamento galvanico;
- dai circuiti che realizzano, parte in hardware e parte via software, la strategia di controllo prevista.

I tre convertitori sono tutti collegati al *DC-link*.

Nei successivi paragrafi verranno elencate le funzionalità per ciascuno dei blocchi in fig. 4.2. Verrà, inoltre, fornito un elenco completo delle specifiche tecniche, allegando i *data sheet* di ogni componente.

#### 4.1.1. Sistema di accumulo

E' stato scelto un pacco batterie al litio della *Alchemy Italia srl*, il cui elemento base è costituito da una batteria al litio-ferro-fosfato  $\text{LiFePO}_4$  [8]. Tale tecnologia, rispetto alle tradizionali batterie al litio all'ossido di cobalto ( $\text{LiCoO}_2$ ), presenta una maggiore resistenza termica, una maggiore resistenza all'invecchiamento ed una più alta corrente di picco. Inoltre, l'utilizzo del ferro che, al contrario del cobalto, non ha problemi di smaltimento, conferisce un minore impatto ambientale ed un grado di sicurezza più elevato.

Complessivamente, è possibile sintetizzare le caratteristiche peculiari di questa tecnologia nei seguenti vantaggi e svantaggi (rispetto alle tradizionali batterie LiCoO<sub>2</sub>) [9], [10]:

#### *Vantaggi*

- elevato numero di cicli di carica/scarica (spesso superano i 2000, se non si oltrepassa il 90% della capacità nominale);
- maggiore efficienza di carica/scarica (95% contro un 90% per le batterie LiCoO<sub>2</sub>)
- bassa corrente di auto-scarica;
- stabilità in tensione più elevata rispetto alle tradizionali batterie LiCoO<sub>2</sub>;
- elevato grado di sicurezza e minore impatto ambientale;
- migliore comportamento alle alte temperature;
- tensione nominale più bassa (3,2 V contro 3,7 V per le batterie LiCoO<sub>2</sub>);
- potenza di start-up più elevata;

#### *Svantaggi*

- minore densità di energia (115 Wh/Kg, contro 167 Wh/Kg per le batterie LiCoO<sub>2</sub>);
- maggiore sensibilità alle ricariche rapide (non è consigliabile una corrente di ricarica superiore a due volte la corrente nominale).

Le principali specifiche tecniche relative alla cella LiFePO<sub>4</sub> utilizzata, sono le seguenti:

- Modello: ALCH.F20-225150010
- Tipologia: litio-ferro-fosfato
- Capacità nominale: 20 Ah (condizioni di scarica CC/CV - 0,5 C)
- Tensione nominale: 3,2 V
- Resistenza interna:  $\leq 3 \text{ m}\Omega$
- Tensione massima di carica: 3,65 V
- Tensione minima di scarica: 2 V
- Massima corrente impulsiva di scarica: 100 A per 8 secondi (corrispondente ad una corrente di 5C, misurata ad una temperatura ambiente di 25%)
- Condizioni di carica standard: 0,5 C (CC/CV a 25 °C)
- Condizioni di carica veloce: 1 C (CC/CV a 25 °C)
- Condizioni di scarica standard: 0,5 C (CC a 25 °C)
- Condizioni di scarica veloce: 2 C (CC a 25 °C)
- Bilanciamento delle tensioni di cella: BMS passivo
- Peso della batteria: 535 g
- Volume della batteria: 225 x 150 x 10 mm

Con riferimento al sistema di bilanciamento (BMS) per il pacco batterie al litio, è stata esaminata la possibilità di utilizzare sia BMS passivi che attivi. Come è noto, nel caso del bilanciamento passivo, il circuito esterno è di tipo resistivo e viene utilizzato per livellare la distribuzione dei valori dello stato di carica delle varie celle all'interno del sistema batterie, dissipando l'energia in eccesso su resistori connessi in parallelo ad ogni singola cella. Nel caso del bilanciamento attivo, il circuito esterno viene usato per trasferire l'energia dalle celle più cariche a quelle meno cariche o per caricare selettivamente le celle in funzione del loro stato di carica, senza che vi sia dissipazione di energia su componenti passivi. Per il sistema di batterie al litio si è optato per un sistema BMS di tipo passivo.

La configurazione del pacco batterie prevede l'impiego di N. 250 celle, connesse a due a due in parallelo, per un totale di 125 batterie connesse in serie, con una tensione nominale complessiva di 400 V.

#### **4.1.2. Convertitore DC/DC #1**

Lo schema circuitale del convertitore DC/DC #1 è riportato in fig. 4.4.

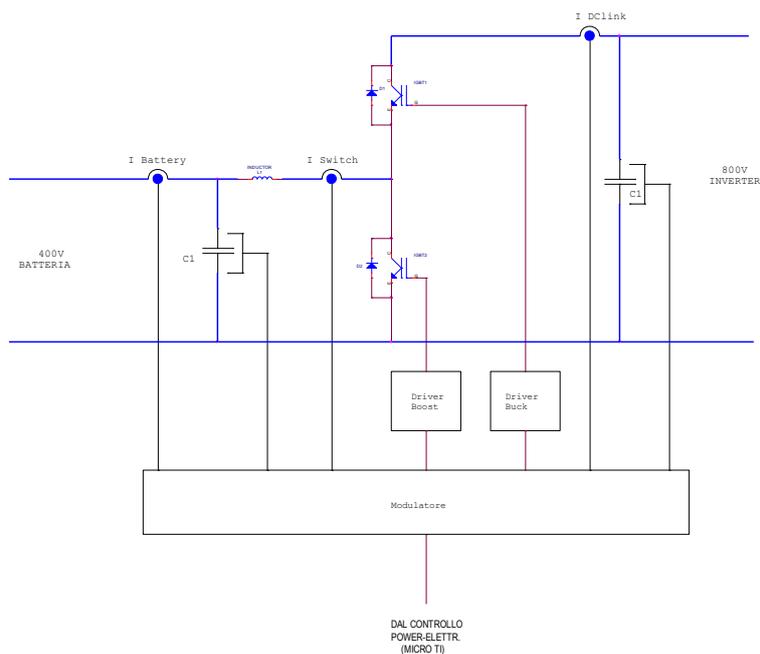


Fig. 4.4 - Schema circuitale del convertitore DC/DC #1.

Tale convertitore trasferisce potenza dal pacco batterie al *DC-link*, e può funzionare sia in modalità *step-up* che *step-down*, a seconda del verso del flusso di energia.

La sua principale funzione è quella di mantenere la tensione lato *DC-link* prossima al valore nominale di 800 V e di garantire l'immissione della corrente variabile prodotta dal generatore FV. Inoltre, esso controlla il valore della corrente di carica e scarica del pacco batterie e stabilisce gli istanti di carica e scarica sulla base di segnali esterni (provenienti dal controllore Micro TI).

Nella prima modalità di funzionamento (*step-up* o *boost mode*), gli elementi circuitali interessati al funzionamento sono i seguenti: L1, IGBT2, D1 e C1 e lo schema circuitale si riduce al seguente:

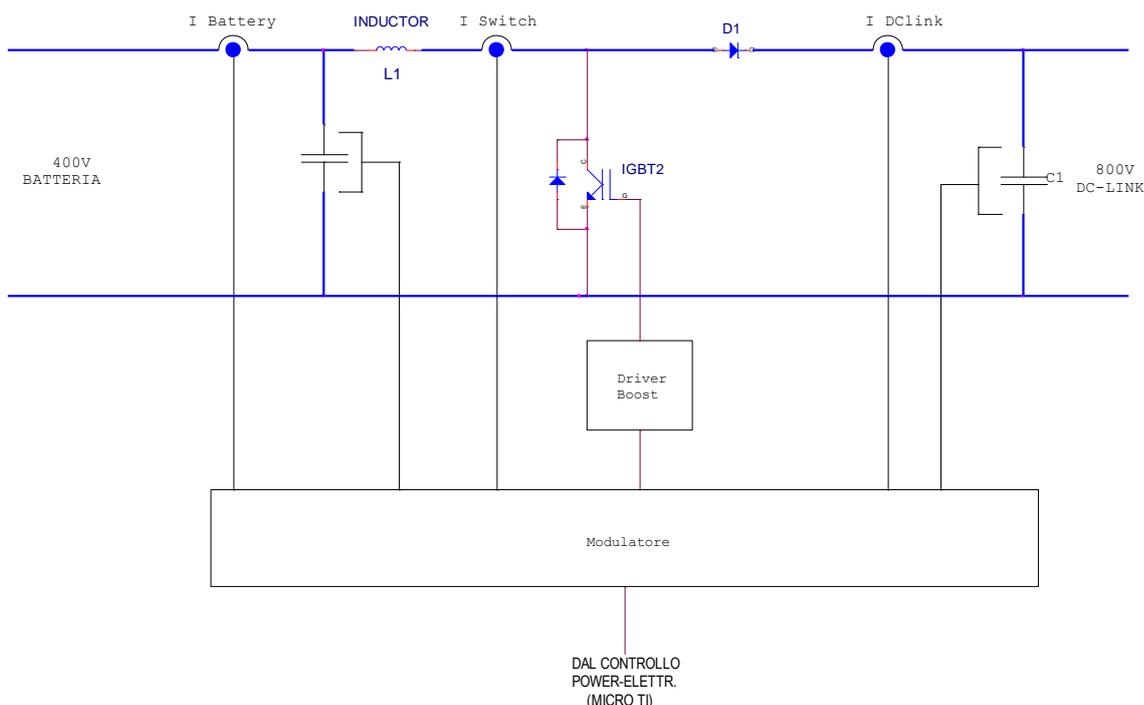


Fig. 4.5 – Schema circuitale equivalente del convertitore DC/DC #1 in modalità step-up.

La funzione di trasferimento del convertitore in modalità *boost* è la seguente:

$$V_{DC-LINK} = \frac{V_{BAT}}{(1-D)} \quad [2]$$

dove:

- $V_{DC-LINK}$  è la tensione del *DC-Link*;
- $V_{BAT}$  è la tensione del pacco batterie;
- $D$  è il ciclo di lavoro (*duty cycle*) del componente IGBT2, definito come il rapporto tra il periodo di accensione  $T_{on}$  e l'intero periodo  $T$ .

Essendo  $D$  un valore compreso tra 0 ed 1, ne deriva che la tensione di uscita ( $V_{DC-LINK}$ ) è maggiore di quella di ingresso ( $V_{BAT}$ ) ai capi della batteria. In questo caso il flusso d'energia va dal pacco batterie al *DC-link*.

Il controllo svolge, pertanto, la funzione di regolare il *duty cycle* (attraverso una modulazione di tipo PWM), al fine di garantire in uscita i valori di tensione e corrente richiesti.

Nella seconda modalità di funzionamento (*step-down* o *buck mode*), gli elementi circuitali interessati al funzionamento sono L1, IGBT1, D2 e C1, ed il circuito equivalente si riduce al seguente:

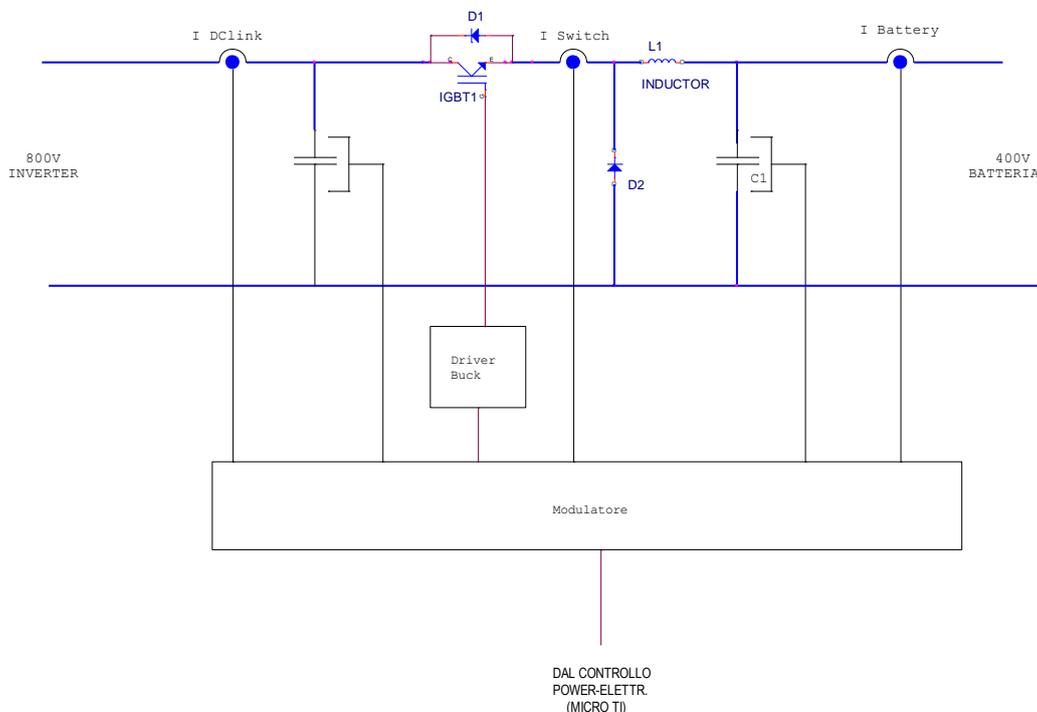


Fig. 4.6 – Schema circuitale equivalente del convertitore DC/DC #1 in modalità *step-down*.

La funzione di trasferimento, in questo caso, risulta:

$$V_{BAT} = V_{DC-LINK} \cdot D \quad [3]$$

dove i termini della formula hanno lo stesso significato dei precedenti.

Pertanto, in modalità *step-down* la tensione di uscita ( $V_{BAT}$ ) è minore di quella d'ingresso ( $V_{DC-LINK}$ ). In questo caso il flusso d'energia è convogliato dal *DC-Link* alla batteria. La funzione del controllo è analoga a quella svolta in modalità *boost*.

Le principali specifiche tecniche del convertitore sono le seguenti:

- Potenza nominale 20 kW
- Tensione nominale lato batteria  $400V \pm 1\%$
- Tensione nominale lato DC-link  $800V \pm 10\%$

- Corrente massima di uscita
  - 50 A (modalità step-down)
  - 25 A (modalità step-up)

### 4.1.3. Convertitore DC/AC #2

Lo schema circuitale del convertitore DC/AC #2 è riportato in fig. 4.7.

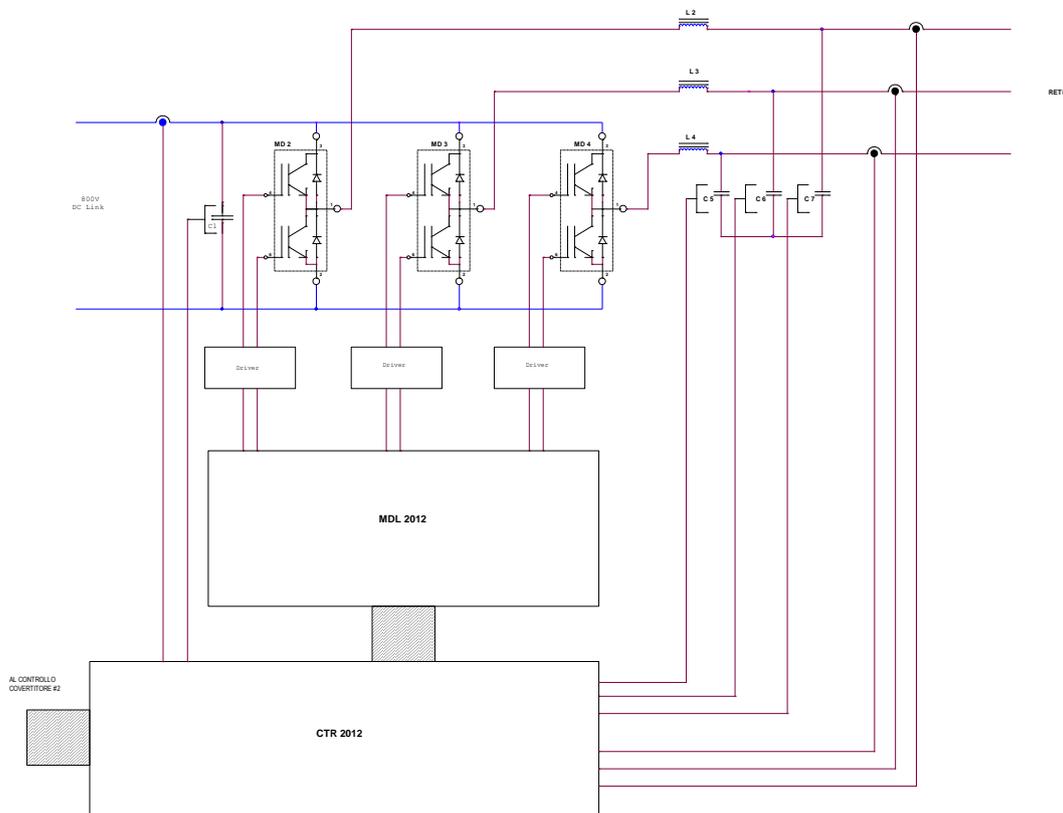


Fig. 4.7 - Schema circuitale del convertitore DC/AC #2.

Dallo schema si evince la presenza di un ponte ad "H" costituito da 6 IGBT. Ciascuna coppia di IGBT longitudinale (gamba del ponte) viene pilotata da un circuito "driver", che svolge anche la funzione di adattare i livelli logici dei circuiti di controllo a quelli idonei a pilotare uno stadio di potenza.

Tali segnali di pilotaggio vengono generati dal circuito stampato denominato "MDL 2012", il quale costituisce il modulatore del convertitore. Infine, la piastra denominata "CTR 2012" rappresenta la scheda madre dell'apparecchiatura, dove risiede il microcontrollore TI, ovvero la circuiteria di controllo che governa la modalità di funzionamento adottata, regola le grandezze elettriche di uscita, monitora le grandezze d'ingresso, ecc.

Infine lo schema comprende anche un filtro passa-basso LC trifase, del secondo ordine, necessario per il filtraggio delle armoniche dovute alla commutazione e per impedirne la loro immissione in rete.

Il convertitore DC/AC #2 è progettato per funzionare secondo tre diverse modalità:

- 1) Funzionamento parallelo;
- 2) Funzionamento stand-alone;
- 3) Ricarica della batteria.

Nella modalità di funzionamento parallelo, la richiesta di energia del carico viene soddisfatta contemporaneamente da tutte le sorgenti di energia presenti (rete, generatore FER e sistema di accumulo). In questa modalità di funzionamento il convertitore funziona da inverter per immissione in rete, trasferendo l'energia dal DC-link alla rete in c.a. ed al carico.

La seconda modalità di funzionamento viene attivata, in presenza di un disservizio nella rete di distribuzione, dall'intervento del dispositivo di interfaccia, che provvede ad isolare il carico privilegiato dal

sistema elettrico. In tale configurazione, il carico privilegiato viene alimentato esclusivamente dal generatore FER e dal pacco batterie al litio.

Nella terza modalità di funzionamento (ricarica della batteria) la rete di distribuzione alimenta il carico in c.a. e, contemporaneamente, provvede alla ricarica del sistema di accumulo, attraverso il convertitore DC/DC #1, che funzionerà in modalità *step-down* (raddrizzatore). Una parte dell'energia richiesta per la ricarica del sistema di accumulo può essere fornita direttamente dalla sorgente di energia rinnovabile.

A differenza della modalità di funzionamento stand-alone, che può essere attivata esclusivamente da un segnale di disservizio proveniente dalla rete di distribuzione, il passaggio dalla modalità di funzionamento parallelo a quella di ricarica della batteria viene attivato in risposta a segnali di controllo da remoto, aventi la funzione di massimizzare il beneficio economico per l'utente finale, derivante da logiche di *load shifting* (per maggiori dettagli vedi paragrafo 4.4).

Le principali specifiche tecniche del convertitore DC/AC #2 sono le seguenti:

- Potenza nominale 20 kW
- Tensione lato DC-link 800V  $\pm$  10%
- Tensione di uscita 400 V
- Corrente massima di uscita
  - 29 A (modalità parallelo e stand alone)
  - 25 A (modalità ricarica della batteria)
- Frequenza 50Hz  $\pm$  0,1Hz (funzionamento stand-alone)
- Fattore di potenza
  - Variabile tra - 0,9 e +0,9 (modalità parallelo)
  - 0,99 (modalità ricarica batteria)

#### 4.1.4. Unità di controllo power elettr. (MICRO TI)

Si tratta dell'unità di controllo principale di tutto l'apparato. Uno schema circuitale dell'unità di controllo MICRO TI è rappresentato in fig. 4.8.

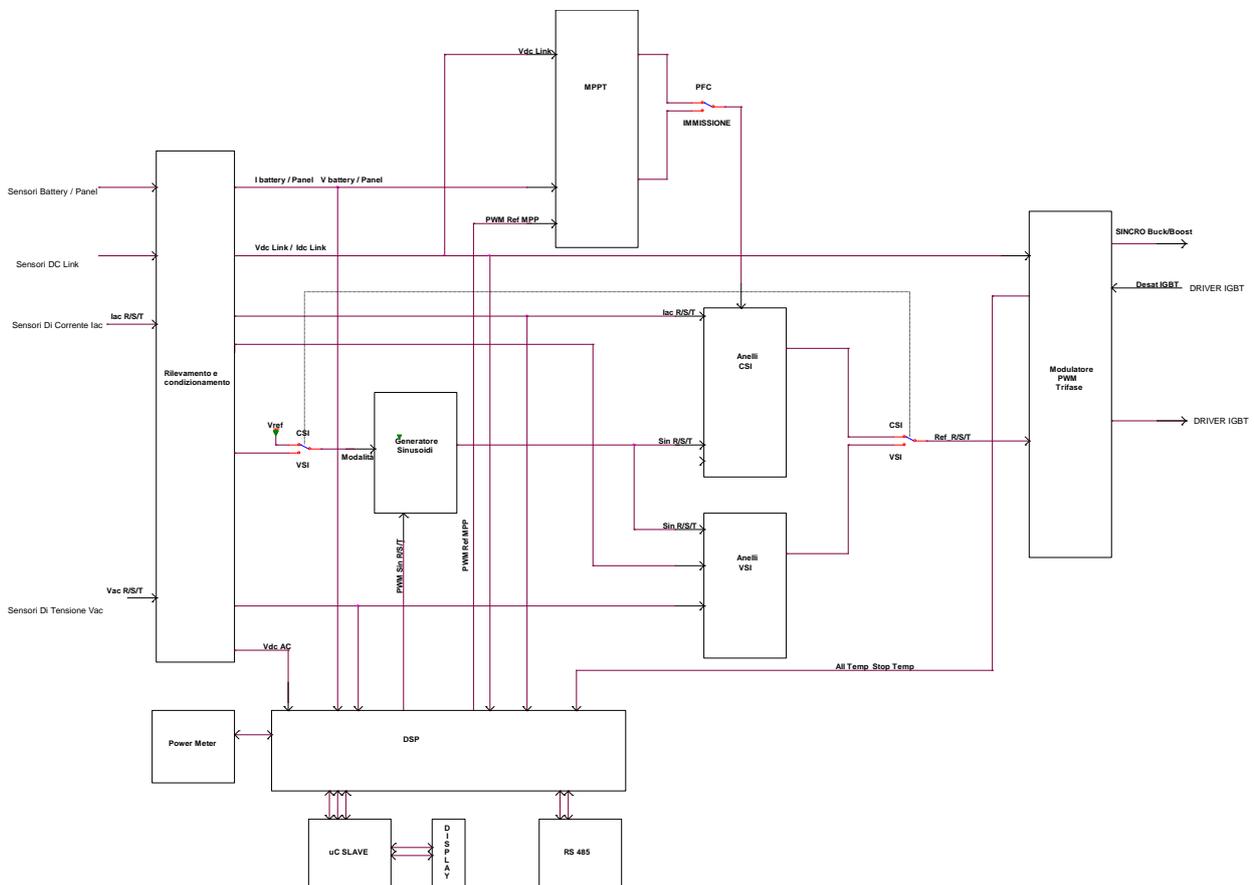


Fig. 4.8 - Schema circuitale dell'unità di controllo MICRO TI

I segnali evidenziati sulla sinistra dello schema indicano le grandezze provenienti dagli altri componenti del sistema, quali la batteria, il generatore da FER, il *DC-link* e la sezione in c.a., rilevate da idonei sensori e condizionate opportunamente. Il blocco in alto costituisce l'insieme dei circuiti che gestiscono l'MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), ovvero l'inseguimento del punto di massima potenza da parte dell'unità da FER e del controllo dei parametri di immissione durante lo stato di erogazione/assorbimento dell'energia dalla rete. I blocchi centrali, "generatore sinusoidi", "anelli CSI" ed "anelli VSI", costituiscono i compensatori, distinti a causa delle diverse modalità di funzionamento che il convertitore è in grado di gestire (vedi per maggiori dettagli il paragrafo 4.3.8).

Il blocco a destra (modulatore PWM trifase) costituisce il modulatore, ovvero la circuiteria che calcola e gestisce i segnali di pilotaggio dello stadio di potenza, con tecnica di modulazione PWM. I blocchi posti in basso (*DSP*, *Power Meter*, *uC Slave*, *Display* e *RS-485*) costituiscono l'unità di controllo principale di tutto l'apparato. Tale unità, dotata di un DSP di ultima generazione, dialoga e gestisce tutti i convertitori precedentemente citati.

Agendo proprio su tale unità di controllo è possibile scegliere le modalità di funzionamento dei convertitori bidirezionali. Tale unità dialoga anche con l'unità di controllo DDI/SMART GRID tramite interfaccia dedicata. Il microcontrollore Slave ha esclusivamente la funzione di gestire un display LCD, mentre il *power meter* svolge le funzioni di misuratore, ad alta precisione, dei parametri di rete (tensioni, correnti, fattore di potenza, energia attiva, reattiva etc.)

#### 4.1.5. Unità di controllo DDI/SMART GRID

Il lavoro ha previsto la realizzazione e l'implementazione di un nuovo sistema di protezione di interfaccia (SPI) conforme alle prescrizioni normative vigenti.

Il sistema provvede all'acquisizione delle misure di tensione, corrente e frequenza e, sulla base di eventuali comandi inviati dal distributore, modifica le soglie di intervento del dispositivo di apertura e le funzionalità del convertitore di potenza (*inverter*). Inoltre, esso è in grado di operare lo sgancio del dispositivo di protezione e dell'eventuale rinalzo. La comunicazione con il distributore può avvenire o mediante la *PLC* (*Power Line Communication*) o *via Ethernet*. La comunicazione con l'inverter avviene mediante protocollo seriale *RS232*. Il dispositivo include anche una scheda di trasduzione ed acquisizione delle grandezze elettriche in esame.

Uno schema a blocchi semplificato dell'interfaccia di comunicazione è mostrato in fig. 4.9.

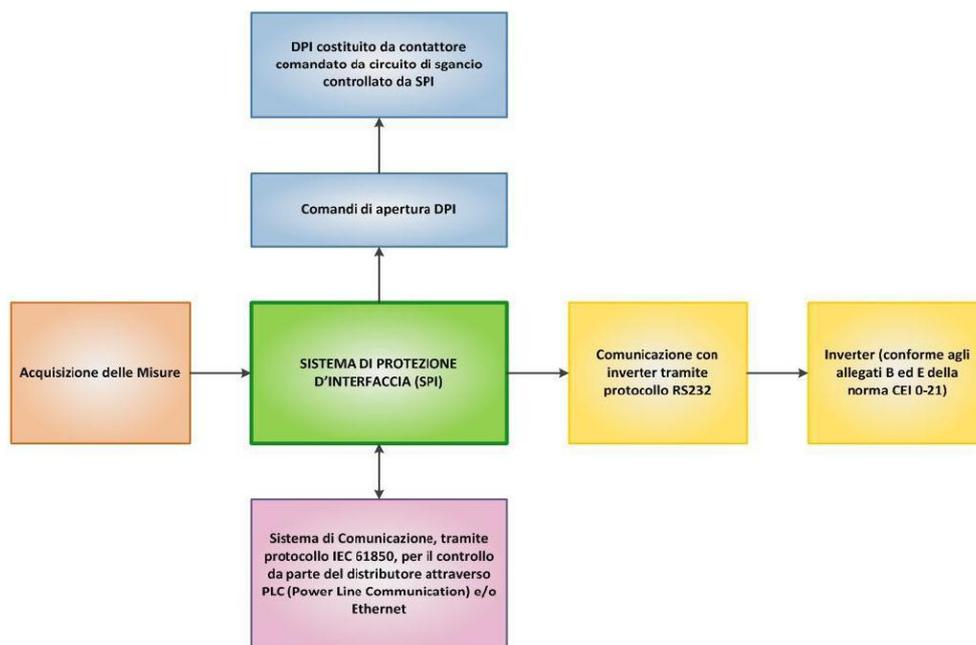


Fig. 4.9 - Schema a blocchi semplificato dell'interfaccia di comunicazione DDI/SMART GRID.

Le caratteristiche costruttive del sistema sono meglio descritte nel Report 2.

#### 4.2. Schema circuitale di dettaglio del dispositivo

Lo schema circuitale di dettaglio del dispositivo e le specifiche tecniche di tutti i componenti saranno descritti all'interno del Report 2.

#### 4.3. Specifiche funzionali

Il sistema di interfaccia e controllo, oggetto del presente report, è stato progettato in modo da:

- rispondere ai requisiti previsti dalle più recenti normative per la connessione di impianti elettrici alla rete di bassa tensione (in particolare la Norma CEI 0-21);
- implementare funzionalità aggiuntive per la gestione avanzata di sistemi combinati accumulo/FER.

Il dispositivo realizzato è in grado di rispondere sia a segnali di controllo locale, sia a segnali di controllo da remoto (per rispondere a segnali di rete e implementare azioni di DSM).

Nello specifico, le funzioni che il sistema è in grado di espletare sono:

- limitazione degli squilibri di potenza tra le fasi;
- condizioni di connessione, riconnessione ed erogazione graduale della potenza;
- limitazione della componente continua della corrente  $I_{dc}$  immessa in rete;
- regolazione della potenza reattiva ai fini della partecipazione al controllo della tensione, sia secondo logiche locali che da remoto;
- insensibilità agli abbassamenti di tensione (LVFRT);
- limitazione della potenza attiva generata;
- funzionamento in isola per carichi privilegiati;
- compensazione delle armoniche di corrente;
- funzionamento secondo logiche di *peak shaving* o *load shifting*, allo scopo di massimizzare il beneficio economico per l'utente finale.

Nei paragrafi che seguono verranno brevemente descritte le funzioni sopra elencate. Evidenza a parte, nel successivo paragrafo 4.4, verrà data alla strategia di gestione dell'intero sistema combinato in condizioni ordinarie di funzionamento.

##### 4.3.1. Limitazione degli squilibri di potenza tra le fasi

Com'è noto, gli impianti di produzione collegati alla rete di BT mediante un sistema elettrico di distribuzione monofase possono avere una potenza complessiva fino a 6 kW. Il Distributore può, a sua discrezione, aumentare il valore di potenza fino ad un massimo di 10 kW.

Nel caso di impianti di produzione con connessione monofase è importante definire lo squilibrio permanente, inteso come differenza tra la fase con potenza maggiore e quella con potenza minore. Il Limite allo Squilibrio Permanente (*LSP*) rappresenta il massimo squilibrio permanente tra due fasi, ed è assunto pari al valore di potenza complessiva ammesso per impianti di produzione con connessione monofase alla rete di distribuzione ( $LSP = 6 \text{ kW}$ ).

Con riferimento alla funzione di limitazione degli squilibri di potenza tra le fasi, implementata all'interno del sistema di interfaccia, è prevista la presenza di un automatismo in grado di riportare lo squilibrio di potenza ad un valore inferiore allo stesso *LSP*, nel caso in cui lo squilibrio tra le fasi superi, temporaneamente, tale limite.

L'automatismo deve inoltre provvedere a scollegare l'impianto dalla rete qualora la condizione di squilibrio persista:

- per un massimo di 30 minuti nel caso lo squilibrio sia compreso tra 6 kW e 10 kW (nel caso in cui il Distributore abbia elevato il valore limite per la connessione monofase a 10 kW tale condizione non deve essere attuata);
- per un massimo di 1 minuto nel caso lo squilibrio superi i 10 kW.

La tabella 4.1 riassume i valori limite di squilibrio permanente e transitorio per impianti connessi alla rete di BT.

Squilibrio	Valore limite (kW)
Permanente	≤ 6 kW
Temporaneo per 30 minuti	≤ 10 kW
Temporaneo per 1 minuto	> 10 kW

Tab. 4.1 -Valori limite di squilibrio permanente e transitorio per impianti connessi alla rete di BT.

4.3.2. Condizioni di connessione, riconnessione ed erogazione graduale della potenza

Gli impianti di produzione devono soddisfare determinate condizioni allo scopo di ridurre le perturbazioni alla rete in fase di connessione o ripristino, ed allo scopo di prevenire la connessione con frequenza e tensione al di fuori dei limiti stabiliti dal Distributore. Allo scopo di soddisfare tali prescrizioni, il sistema di interfaccia agisce in modo da impedire la connessione del generatore alla rete di Distribuzione, nel caso in cui la tensione non sia compresa tra l’85 % e il 110 % del valore nominale e la frequenza di rete non si trovi all’interno di un range prefissato (tra 49,95 Hz e 50,05), per una durata minima di 5 minuti.

Inoltre, durante il parallelo con la rete, il dispositivo agisce automaticamente in modo da aumentare, in modo graduale, l’erogazione di potenza da vuoto alla potenza massima, con un gradiente positivo massimo non superiore al 20 % al minuto della P<sub>MAX</sub>.

Il sistema di interfaccia provvede quindi a:

- verificare che frequenza e tensione siano nei limiti di “rete sana” per un tempo di attesa minimo di 5 minuti prima di abilitare il parallelo;
- aumentare in modo graduale l’erogazione di potenza da vuoto fino al massimo erogabile, con gradiente positivo massimo non superiore al 20 % al minuto della potenza massima.

Il funzionamento sopra descritto è esplicitato in fig. 4.10.

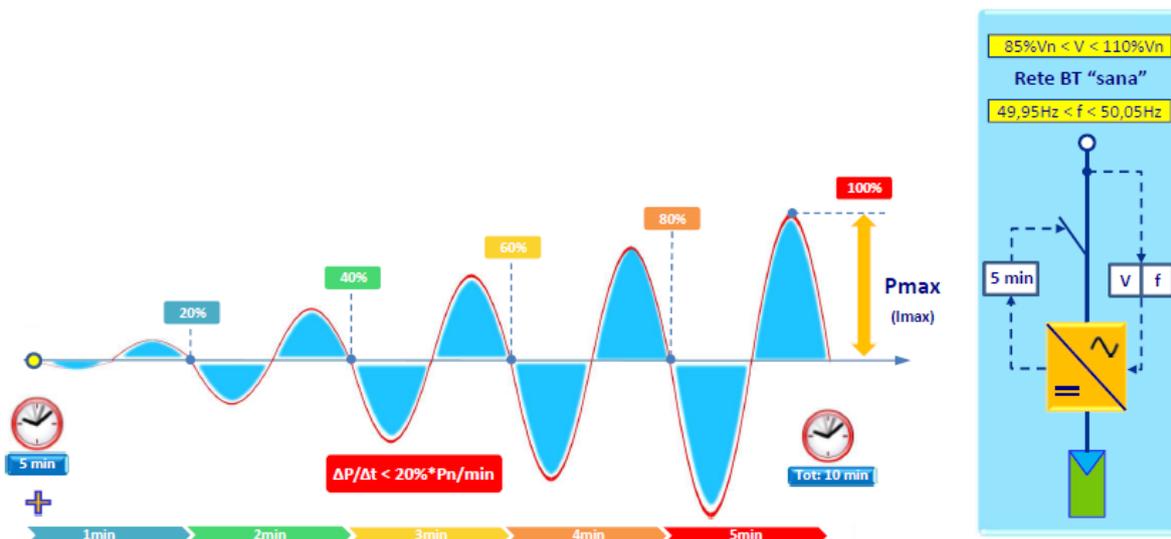


Fig. 4.10 – Condizioni di connessione, riconnessione ed erogazione graduale della potenza (fonte GIF).)

4.3.3. Limitazione della componente continua della corrente (I<sub>dc</sub>) immessa in rete

Gli impianti di produzione connessi alla rete indirettamente, attraverso dispositivi di conversione statici, devono prevedere un sistema per limitare, a regime, l’immissione di correnti con componenti continue. La funzione di limitazione della componente continua, implementata all’interno del sistema di interfaccia, interviene nel caso di immissione di correnti con componenti continue superiori allo 0,5 % della corrente nominale.

La funzione di protezione interviene sul dispositivo del generatore (ubicato all’interno del blocco denominato *bidirectional converter* di fig. 4.2), separando l’inverter dalla rete:

- in 200 ms se la componente continua supera 1 A;

- in 1 s se la componente continua supera lo 0,5 % della corrente nominale dell'inverter.

La presenza di una protezione sensibile alla componente continua della corrente immessa in rete ha permesso di eliminare la presenza del trasformatore di isolamento.

#### 4.3.4. Regolazione della potenza reattiva ai fini della partecipazione al controllo della tensione

L'immissione di potenza attiva nella rete di distribuzione produce un aumento della tensione al nodo di connessione dell'impianto da FER, a causa della componente prevalentemente resistiva della linea di distribuzione. Infatti, nelle reti di BT il rapporto  $R/X$  tra resistenza e reattanza di linea è mediamente pari a 2,5. Ciò significa che l'impatto della potenza reattiva sulla limitazione della tensione di rete è limitato (mentre è molto efficace in MT e AT). Per tale motivo, in BT l'obiettivo principale dei convertitori è di limitare la massima escursione di tensione, e non di controllarne con precisione il valore.

La Norma CEI EN 50160 prescrive che la media del valore efficace della tensione calcolata su 10 minuti non possa superare il 110 % di  $V_n$ ; al momento, non sono dati limiti su intervalli temporali più ristretti.

Al fine di rispettare i limiti sopra precisati è necessario che:

- per valori di tensione superiori al 115 % di  $V_n$  per più di 0,2 s, le unità di GD vengano distaccate dalla rete (compito assolto dalla regolazione 59.S2 del SPI);
- quando il valore medio della tensione misurato su una finestra temporale di 10 min in modalità a media mobile supera il 110 % di  $V_n$ , le unità di GD siano distaccate dalla rete entro 3 s (compito assolto dalla regolazione 59.S1 del SPI);
- oltre alle funzioni di distacco assolute dal SPI e previa richiesta del Distributore, le unità di GD per valori della tensione di rete prossimi al 110 % di  $V_n$  devono contribuire alla limitazione della tensione misurata ai morsetti di uscita tramite assorbimento di potenza reattiva (comportamento induttivo), secondo delle logiche di controllo locale descritte più avanti.

Per minimizzare gli "effetti collaterali" dovuti all'aumento della potenza reattiva circolante (aumento del carico e delle perdite di linea e nei trasformatori), l'erogazione viene limitata solo ai momenti in cui si raggiungono tensioni vicine ai limiti contrattuali (funzione "lock-in").

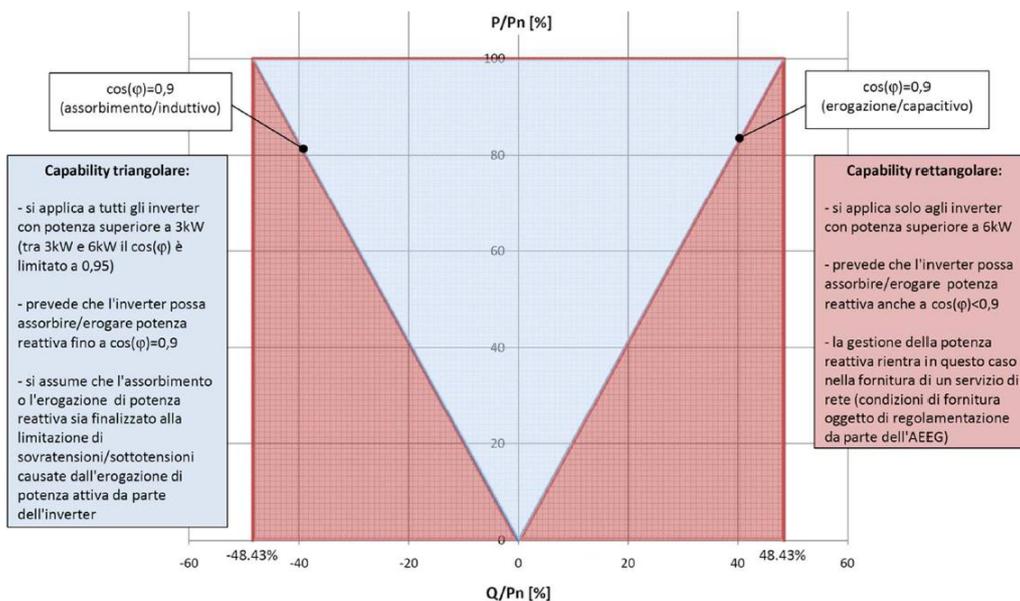
Tutti gli impianti di produzione con potenza superiore a 3 kW, connessi alla rete indirettamente, attraverso dispositivi di conversione statici, devono partecipare al controllo della tensione tramite assorbimento/erogazione di potenza reattiva. L'assorbimento ed erogazione della potenza reattiva, in questi casi, è finalizzato alla limitazione delle sovratensioni/sottotensioni causate dal generatore stesso a seguito della immissione di potenza attiva.

I requisiti si differenziano in relazione alla potenza dell'impianto:

- per potenze complessive comprese tra 3 e 6 kW l'impianto deve essere in grado di funzionare con fattore di potenza istantaneo regolabile compreso tra  $\cos\varphi = 0,95$  in assorbimento di reattivo e  $\cos\varphi = 0,95$  in erogazione di reattivo;
- per potenze complessive superiori a 6 kW, l'impianto deve essere in grado di funzionare con fattore di potenza istantaneo regolabile compreso tra  $\cos\varphi = 0,90$  in assorbimento di reattivo e  $\cos\varphi = 0,90$  in erogazione di reattivo.

Il sistema di interfaccia, oggetto del presente report, è stato progettato in modo da funzionare con fattore di potenza istantaneo regolabile, compreso tra  $\cos\varphi = 0,90$  in assorbimento di reattivo e  $\cos\varphi = 0,90$  in erogazione di reattivo, secondo le curve di *capability* triangolare e rettangolare di fig. 4.11.

Nei punti di funzionamento compresi entro la *capability* triangolare (zona a sfondo celeste in fig. 4.11), l'impianto eroga/assorbe potenza reattiva con lo scopo di limitare le sovratensioni/sottotensioni causate dalla propria immissione di potenza attiva. Nei punti di funzionamento compresi tra la *capability* triangolare e quella rettangolare (zona a sfondo rosso in fig. 4.11), l'impianto eroga/assorbe potenza reattiva con lo scopo di fornire un servizio di rete.



**Fig. 4.11 - Curve di capability “triangolare” e “rettangolare” implementate all’interno del sistema di interfaccia (fonte GIFI).**

I meccanismi di controllo della potenza reattiva, implementati all’interno del sistema di interfaccia, consentono, pertanto, di limitare la tensione ai morsetti di uscita agendo:

- in modo automatico sulla base di una curva di regolazione pre-impostata e definita all’interno della *capability* triangolare;
- in modo centralizzato con logiche che prevedono l’invio di segnali di controllo da remoto.

Il sistema è stato progettato in modo da erogare potenza reattiva automaticamente, secondo tre diverse logiche di controllo locale:

- controllo in base alla potenza erogata, secondo una curva caratteristica  $\cos\varphi = f(P)$ ;
- controllo in base alla tensione di rete, secondo una curva caratteristica  $Q = f(V)$ ;
- regolazione centralizzata, secondo logiche che prevedono l’invio di segnali di controllo da remoto, attivata solo se la tensione nel nodo di connessione si avvicina ai limiti imposti.

**Controllo in base alla potenza erogata**

Il sistema deve poter erogare potenza reattiva automaticamente, in logica di controllo locale, secondo uno dei seguenti metodi:

- secondo una curva caratteristica  $\cos\varphi = f(P)$  (curva di tipo “a” in fig. 4.12);
- ad un fattore di potenza  $\cos\varphi$  fisso ed impostabile fino al limite massimo di *capability* pari a 0,9 (curva di tipo “b” in fig. 4.12).

Quindi, la curva di tipo “a” prescrive una regolazione automatica del fattore di potenza con valore unitario, per valori di potenza compresi tra il 20% ed il 50% della nominale (punti A e B) e valori decrescenti fino ad un minimo di 0,9 per valori di potenza pari alla nominale (punto C).

La curva di tipo “b”, invece, prescrive un valore del fattore di potenza costante e pari a 0,9, per valori di potenza compresi tra il 5% ed il 100% della nominale.

Il funzionamento in modalità di regolazione automatica secondo la curva caratteristica “standard” di tipo “a” può essere abilitato, previa richiesta del distributore, tramite apposita impostazione da eseguire direttamente agendo localmente sul convertitore.

Il Distributore può prescrivere curve caratteristiche diverse da quella standard di tipo “a” in base alla tipologia di rete, al carico e alla potenza immessa. Nell’esempio tratteggiato in fig. 4.12 la variante della curva di tipo “a” rispetto allo standard è evidenziata con la linea di colore celeste.

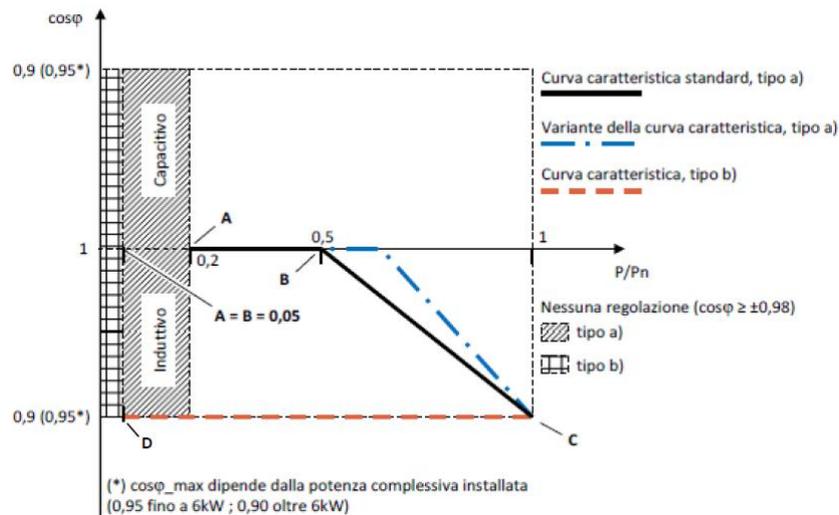


Fig. 4.12 – Curva caratteristica standard  $\cos\phi = f(P)$  e varianti.

Entrambe le modalità di regolazione del fattore di potenza sono abilitate in funzione di una tensione di *lock-in* (per esempio pari a  $1,05 V_n$ ), il cui valore è comunicato dal Distributore nel regolamento di esercizio. La funzione di regolazione viene meno nel momento in cui il valore di tensione scende al di sotto di un valore di *lock-out* (ad esempio pari a  $0,98 V_n$ ). Il valore di *lock-in* deve essere regolabile tra  $V_n$  e  $1,1 V_n$  con intervalli di  $0,01$ . Il valore di *lock-out* deve essere regolabile tra  $0,9 V_n$  e  $V_n$  con intervalli di  $0,01$ . Qualora il gestore di rete prescriva una curva caratteristica, ogni valore derivante dalla stessa deve essere regolato automaticamente dall'inverter entro  $10$  s.

#### Controllo in base alla tensione di rete

In aggiunta a quanto previsto nel paragrafo precedente, il sistema di interfaccia deve consentire anche la erogazione/assorbimento di potenza reattiva secondo funzioni di regolazione in logica locale basate sul valore della tensione di rete letta ai morsetti di uscita, secondo la curva caratteristica  $Q = f(V)$  di fig. 4.13. Questo tipo di regolazione è tale da richiedere, potenzialmente, un funzionamento del generatore in punti esterni alla *capability* "triangolare" ( $\cos\phi$  istantaneo inferiore a  $0,9$ ) e fino al limite stabilito per la *capability* "rettangolare".

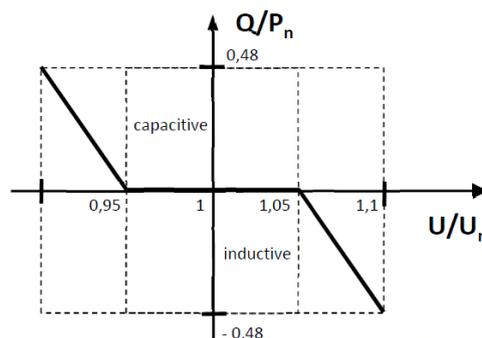


Fig. 4.13 - Curve caratteristiche standard  $Q = f(V)$ .

L'erogazione o assorbimento di potenza reattiva secondo una curva caratteristica  $Q=f(V)$  si intende convenzionalmente finalizzata alla prestazione da parte dell'utente attivo di un servizio di rete richiesto dal Distributore. Pertanto questa modalità di funzionamento sarà attivata solo su richiesta del distributore e secondo una regolamentazione e le condizioni economiche che verranno stabilite dalla AEEG.

La modalità di funzionamento in regolazione automatica di reattivo secondo la curva  $Q = f(V)$  viene abilitata al superamento di un livello di potenza attiva minima, cosiddetto di *lock-in* (per esempio pari a  $0,20 P_n$ ), il cui valore è comunicato dal Distributore nel regolamento di esercizio. Il valore di *lock-in* di potenza deve essere regolabile tra  $0,1 P_n$  e  $P_n$  ad intervalli di  $0,1 P_n$ .

La funzione di erogazione cessa quando la potenza attiva scende stabilmente al di sotto del valore di *lock-out* di potenza, pari a  $0,05 P_n$  o al valore minimo a cui il convertitore può garantire il controllo della funzione di erogazione automatica (purchè non superiore a  $0,05 P_n$ ).

Il Distributore, in base alla tipologia di rete, al carico e alla potenza immessa, può prescrivere curve caratteristiche diverse.

Qualora il gestore di rete prescriva una curva caratteristica, ogni valore derivante dalla stessa deve essere regolato automaticamente dall'inverter entro 10 s.

#### Regolazione centralizzata

Come già precisato, il funzionamento a fattore di potenza diverso da 1 deve essere realizzabile anche con logiche che prevedano segnali di controllo da remoto.

Le unità di generazione da FER devono essere in grado di assorbire potenza reattiva (comportamento induttivo) in prossimità del 110% di  $V_n$  ed erogare potenza reattiva (comportamento capacitivo) in prossimità del 90 % di  $V_n$ .

In presenza di una regolazione centralizzata, viene inviato un opportuno segnale di livello di potenza reattiva da erogare da parte dell'unità GD nei limiti della *capability* rettangolare.

#### 4.3.5. Insensibilità agli abbassamenti di tensione (LVFRT)

Gli utenti attivi con generatori destinati a funzionare permanentemente in parallelo con la rete sono tenuti al rispetto di determinate prescrizioni riguardanti l'insensibilità dell'impianto ad abbassamenti o buchi di tensione.

Con il termine LVFRT (*Low Voltage Fault Ride-Through*) si intendono delle condizioni operative di funzionamento, richieste per impianti di generazione di potenza superiore a 6 kW, che consentono di:

- mantenere il sistema connesso alla rete anche in presenza di buchi di tensione;
- ripristinare immediatamente l'erogazione di potenza al termine del transitorio.

Tali requisiti sono rappresentati graficamente in fig. 4.14.

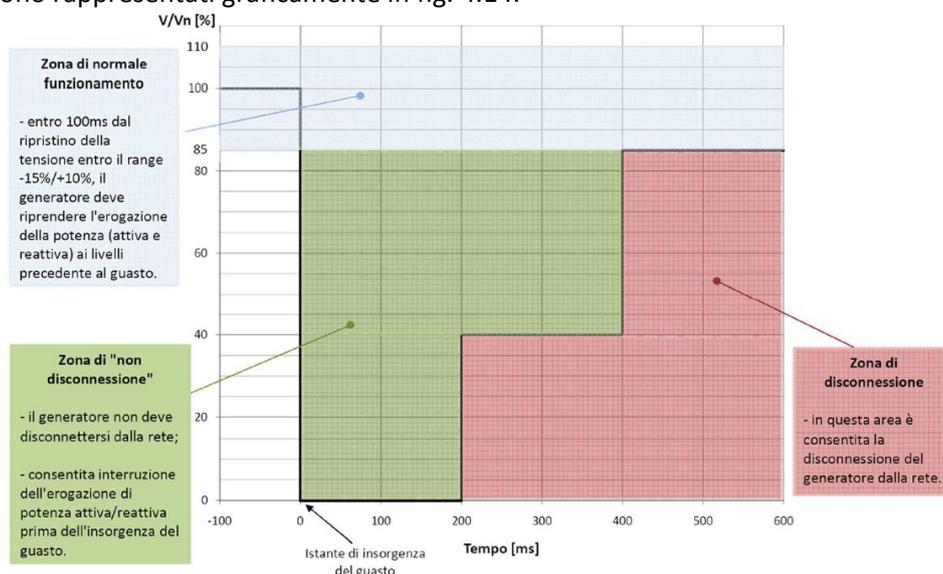


Fig. 4.14 - Requisiti per LVFRT (fonte GIF1).

In particolare il dispositivo soddisfa i seguenti requisiti funzionali:

- nella zona a sfondo celeste, il generatore deve riprendere l'erogazione della potenza attiva e reattiva immessa in rete prima della insorgenza del guasto, entro 200 ms dal ripristino di un livello di tensione di rete compreso entro +10% e -15 % della tensione nominale, con una tolleranza massima del  $\pm 10$  % della  $P_n$  del generatore. Nel caso in cui la tensione si ripristini ma rimanga nella fascia tra 85 % e 90 %, è ammessa una riduzione della potenza erogata in base ai limiti della corrente massima erogabile dal generatore;

- nella zona a sfondo verde il generatore non deve disconnettersi dalla rete. In questa zona è consentito interrompere temporaneamente l'erogazione della potenza attiva e reattiva erogata prima dell'insorgenza del guasto;
- nella zona sottostante (rosso) è consentita la disconnessione del generatore dalla rete.

#### 4.3.6. Limitazione della potenza attiva generata

La limitazione di potenza attiva iniettata in rete può essere attuata:

- in maniera automatica, per valori di tensione prossimi al 110 % di  $V_n$ ;
- in maniera automatica in caso di transitori di frequenza originatisi sulla rete di trasmissione;
- su comando esterno proveniente dal Distributore.

##### Limitazione della potenza attiva per tensioni prossime a 110% $V_n$

Al fine di evitare il distacco dell'unità di generazione dalla rete, in prossimità di valori di tensione prossimi al 110 % di  $V_n$ , è possibile, da parte del produttore, prevedere la limitazione automatica della potenza attiva iniettata in funzione della tensione.

La limitazione in logica locale è alternativa alla disconnessione dalla rete e deve essere attivabile dall'utente attivo. Qualora attivata, può operare secondo una funzione scelta dal costruttore, a condizione di non prevedere gradini nell'erogazione della potenza attiva.

A tutela dell'utente è previsto che sia l'attivazione che l'intervento della funzione di limitazione della potenza attiva, siano segnalate dall'inverter.

In fig. 4.15 è evidenziato un possibile profilo per la potenza attiva generata dall'inverter, per tensioni prossime a 110%  $V_n$ . In questo caso, la potenza generata,  $P_{out}$ , viene mantenuta costante per tutto l'intervallo di tempo per il quale la tensione supera il valore 110%  $V_n$ .

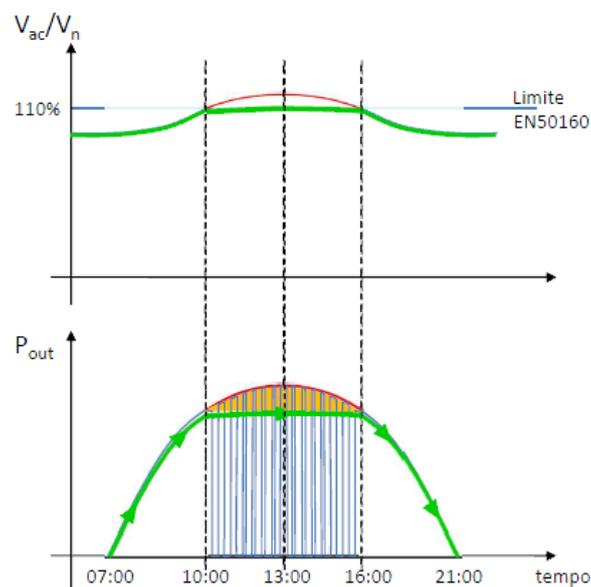


Fig. 4.15 – Limitazione della potenza attiva per tensioni prossime a 110%  $V_n$  (fonte GIF).)

##### Limitazione della potenza attiva in caso di sovralfrequenza

In presenza di transitori di frequenza sulla rete di trasmissione, l'immissione di potenza attiva deve essere regolata secondo la legge di controllo esplicitata in fig. 4.16.

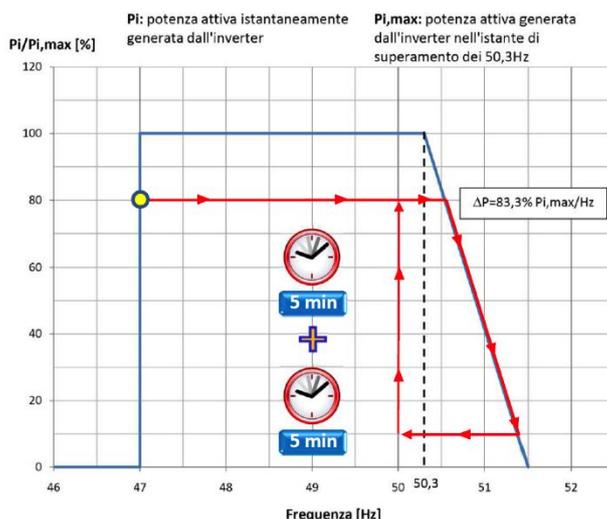


Fig. 4.16 – Curva di riduzione della potenza attiva in caso di sovra frequenza (fonte GIFI).

Tale funzionalità è prevista per contribuire alla stabilizzazione in presenza di transitori di frequenza originatisi sulla rete di trasmissione.

Se la frequenza si mantiene nel *range* compreso tra 47,5 Hz e 50,3 Hz, l’impianto di produzione deve erogare il valore massimo di potenza attiva producibile. Se la frequenza è compresa tra 50,3 Hz e 51,5 Hz, l’impianto di produzione deve poter ridurre, in caso di aumento di frequenza, la potenza attiva generata con uno statismo variabile tra 2% e 5%, con un valore di default pari al 2,4 % (che corrisponde ad un gradiente di potenza pari all’83,3 %/Hz). Per il valore della potenza istantanea al momento del superamento dei 50,3 Hz, viene utilizzato come riferimento la potenza massima generata.

La riduzione della potenza immessa in rete al variare in aumento della frequenza deve avvenire in modo lineare con tempi inferiori a 2 s. La precisione della misurazione di frequenza deve essere di almeno 10 mHz. La banda morta deve essere di valore non superiore a 50 mHz.

In caso di successiva ridiscesa della frequenza, l’impianto dovrà essere progettato in modo da non aumentare il livello minimo di potenza raggiunto in fase di ascesa della frequenza, a meno che lo scostamento non si attesti, per almeno 5 minuti, al di sotto di un valore pari a 0,05 Hz.

Al ritorno della frequenza di rete al valore nominale, l’aumento della produzione deve avvenire comunque in maniera graduale, con un gradiente positivo massimo non superiore al 20 % al minuto della potenza erogata dall’impianto prima dell’aumento della frequenza (valore memorizzato).

#### Limitazione della potenza attiva su comando esterno

Tale funzionalità è richiesta per impianti oltre 6 kW ed è subordinata alla presenza di un sistema di comunicazione centralizzato del Distributore.

I possibili valori dei *set-point* inviati dal Distributore sono espressi come percentuale della potenza nominale dell’inverter, secondo gradini di ampiezza massima pari al 10 %  $P_n$ .

Sono previste non più di 10 possibilità di riduzione della potenza rispetto al valore nominale. Se l’inverter sta già lavorando ad un livello di potenza più basso rispetto a quello richiesto, non dovrà ridurre ulteriormente la potenza. Il livello di potenza richiesto dal *set-point* deve essere raggiunto entro 1 minuto dalla ricezione del segnale, e con una tolleranza pari al  $\pm 2,5\% P_n$ . Nel caso di *set-point* pari a 10 %  $P_n$ , la tolleranza è compresa tra il 12,5 %  $P_n$  e 0 %  $P_n$ , e l’inverter ha quindi la facoltà di disconnettersi.

#### 4.3.7. Funzionamento in isola su carichi privilegiati

Il sistema di interfaccia è stato progettato in modo da garantire l’alimentazione in isola di carichi privilegiati, in presenza di un disservizio sulla rete del Distributore.

Il sistema di controllo che regola il passaggio dall’una all’altra modalità di funzionamento è evidenziato nella fig. 4.8.

Il generatore di sinusoidi genera i segnali agganciati in fase con la rete (quando presente), utilizzati come modulanti nei controlli a tensione ed a corrente impressa.

Durante il funzionamento stand-alone viene attivata la modalità VSI (blocco denominato “anelli VSI”). Il generatore di sinusoidi agisce sui segnali sinusoidali variandone l’ampiezza, al variare della corrente di carico, in modo da far corrispondere, ad ogni aumento degli stessi, un aumento del tempo di inserzione nella modulazione PWM tale da mantenere il valore efficace della tensione di uscita costante e pari a 400 V, per qualunque valore della corrente di carico.

Durante il funzionamento *grid-connected* viene invece attivata la modalità CSI (blocco denominato “anelli CSI”). La qualità della corrente di uscita dipende dalla qualità dei suddetti segnali, quindi questi presenteranno un valore di distorsione armonica trascurabile. Inoltre, la relazione di fase tra i riferimenti e le relative fasi di rete determina la variazione del fattore di potenza, secondo le prescrizioni della Norma CEI 0-21.

La commutazione dalla modalità CSI a quella VSI avviene in automatico, dopo pochi secondi dal rilevamento dell’assenza di rete.

La modalità di funzionamento può, al bisogno, essere anche attivata manualmente.

#### 4.3.8. Compensazione delle armoniche di corrente

Il sistema di interfaccia oggetto del presente report, è stato progettato in modo da operare una compensazione delle armoniche di corrente, secondo una logica che verrà di seguito descritta.

Come è noto, il controllo della tensione sul *DC-link*, in un inverter a tensione impressa, può avvenire secondo due diverse metodologie, monitorando il valore della tensione o della corrente del *DC-link*. A seconda della tecnica di controllo utilizzata è possibile distinguere, pertanto, le due seguenti tipologie di convertitore:

- convertitore PWM a tensione impressa controllato in corrente;
- convertitore PWM a tensione impressa controllato in tensione.

Nell’ambito del presente report si è scelto di operare un controllo sulla corrente del *DC-link*, per cui, nel seguito, ci si limiterà a fare riferimento ad un convertitore PWM a tensione impressa controllato in corrente.

Si consideri un inverter a tensione impressa, il cui schema di controllo è rappresentato in fig. 4.17 [11].

Come è noto, negli inverter a tensione impressa, lo stato di carica della capacità  $C_D$  viene controllato in modo da mantenere costante la tensione sul *DC-link*, come evidenziato dall’anello di controllo della tensione. La tensione sul *DC-link*,  $V_D$ , viene misurata e confrontata con una tensione di riferimento,  $V_{REF}$ . Il segnale errore generato viene inviato in ingresso ad un blocco di controllo, che realizza la modulazione PWM, accendendo e spegnendo gli interruttori statici del ponte.

Nel funzionamento da raddrizzatore la corrente  $I_D$  è positiva, la capacità si scarica, e la riduzione della tensione ai suoi capi determina la nascita di un segnale errore che agisce sugli interruttori statici in modo da richiedere potenza dalla rete in c.a.. Il blocco di controllo (*control block*), ha il compito di generare una opportuna forma d’onda sinusoidale, attraverso una modulazione PWM. Così facendo, si genera un flusso di potenza dalla sorgente in c.a. al *DC-link*, che riporta il valore della tensione ai capi della capacità al valore originario.

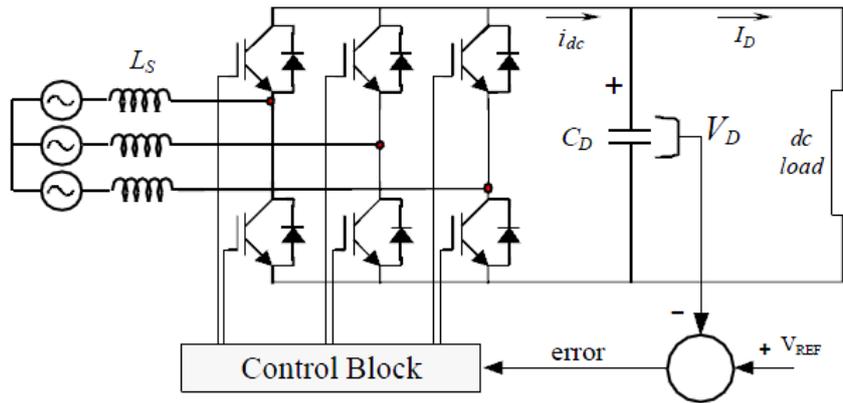


Fig. 4.17 – Schema di controllo di un convertitore a tensione impressa.

Viceversa, nel funzionamento da inverter la corrente  $I_D$  è negativa, la capacità tende a sovraccaricarsi generando un segnale errore che agisce sugli interruttori statici in modo da generare un flusso di potenza dal *DC-link* alla rete in c.a., che tende a ristabilire il valore iniziale di tensione ai capi della capacità.

Il controllo in corrente è realizzato misurando il valore istantaneo delle correnti di fase e facendo in modo che esse “inseguano” un valore di corrente di riferimento sinusoidale,  $I_{REF}$ . L’ampiezza di tale corrente di riferimento,  $I_{MAX}$ , viene generata partendo dal valore della tensione  $V_{REF}$  e della tensione sul *DC-link*,  $V_D$ , a mezzo della seguente espressione:

$$I_{MAX} = G_C \cdot e = G_C \cdot (V_{REF} - V_D) \quad [4]$$

dove  $G_C$  è la funzione di trasferimento del controllore.

La forma d’onda sinusoidale della corrente di riferimento,  $I_{REF}$ , è ottenuta moltiplicando la sua ampiezza,  $I_{MAX}$ , per delle funzioni sinusoidali a frequenza di rete e sfasate tra loro di  $120^\circ$ , come evidenziato in fig. 4.18.

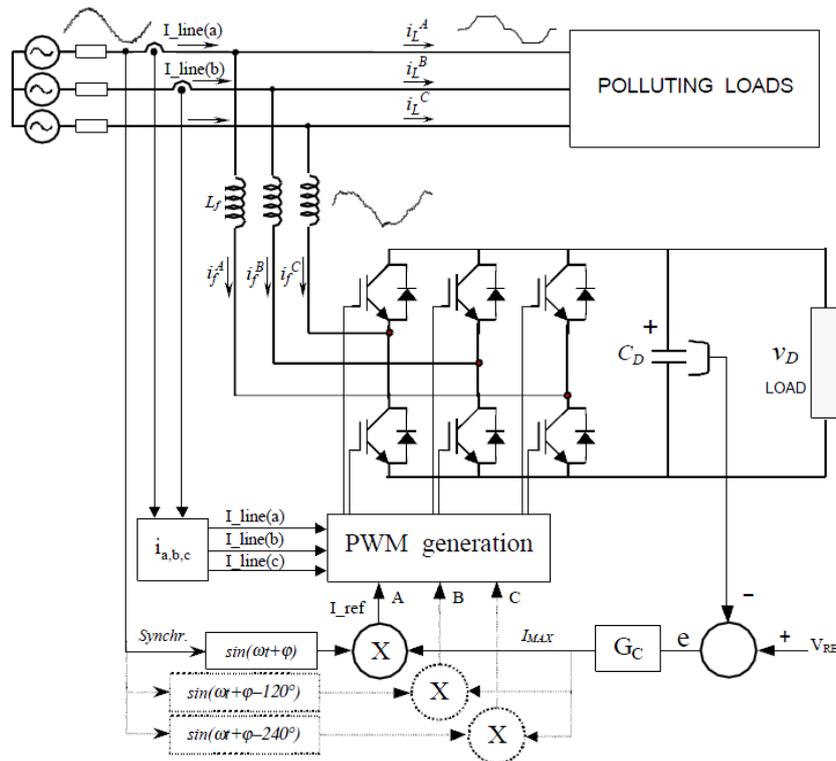


Fig. 4.18 – Schema di controllo di un convertitore VSI utilizzato per la compensazione di armoniche.

Una volta creata la corrente di riferimento,  $I_{REF}$ , agendo sugli istanti di accensione e spegnimento degli interruttori, con logica PWM, viene generata la forma d'onda della corrente desiderata ( $I_f^A, I_f^B, I_f^C$ ).

Lo schema di controllo sopra descritto è stato implementato all'interno del convertitore #2 (vedi fig. 4.2).

Il sistema di interfaccia realizzato nell'ambito del presente report, ha quindi la capacità di funzionare da filtro attivo, eliminando le armoniche prodotte da carichi disturbanti. Il sistema è quindi in grado di erogare delle forme d'onda di corrente tali da compensare la distorsione armonica introdotta da carichi disturbanti, rendendo sinusoidali le tensioni sulla rete in c.a..

#### 4.3.9. Funzionamento secondo logiche di *peak shaving* o *load shifting*

I sistemi di accumulo, opportunamente programmati e dimensionati, possono essere utilizzati per applicazioni di *time shift*. Con questa terminologia si intende l'utilizzo dei sistemi di accumulo in modo da sfasare, temporalmente, l'assorbimento di energia elettrica. In realtà, tutti i sistemi di accumulo, per loro natura, svolgono a prescindere questa funzione, ma nel caso del *time shift* l'accumulo può essere esercito in modo da:

- livellare il diagramma di carico visto dalla rete (*load levelling*);
- uniformare la richiesta di potenza da parte dell'utente finale (*peak shaving*);
- trarre beneficio dal differenziale tra le tariffe di energia elettrica applicate nelle diverse fasce orarie (*load shifting*).

Un sistema di accumulo progettato per applicazioni di *time shift* deve essere dimensionato per fornire prestazioni in energia, con durate di scarica giornaliere che variano tra 1 e 10 ore e diversi valori della profondità di scarica.

L'utilizzo di un sistema di accumulo con funzioni di *peak-shaving* permette all'utente di non dimensionare il proprio impianto sul picco di potenza, ma di stipulare con l'ente fornitore dell'energia un contratto con una potenza massima inferiore, in modo da trarne un beneficio economico non indifferente [12], [13]. Un sistema di accumulo, esercito con tale finalità, ha quindi il compito di fornire l'integrazione alla potenza richiesta dai carichi al di sopra del livello massimo stabilito dagli accordi con l'ente fornitore dell'energia elettrica. Allo stesso tempo l'utente può utilizzare il proprio dispositivo di accumulo in modo da acquistare ed immagazzinare energia nelle ore in cui costa di meno e rivenderla nelle ore a tariffazione più alta (funzione di *load shifting*), traslando nel tempo gli istanti di assorbimento del carico elettrico.

Tradizionalmente, questa funzione è svolta dagli impianti idroelettrici di pompaggio ma, con lo sviluppo delle tecnologie di accumulo elettrochimico, potrà svilupparsi anche a livello locale in vicinanza dei carichi della rete di distribuzione.

Per tali applicazioni è fondamentale che il sistema di accumulo abbia un rendimento di carica/scarica molto elevato (elevata efficienza) e presenti bassi costi variabili (costi operativi).

E' evidente che il beneficio economico per l'utente finale, legato al *load shifting*, dipende dal differenziale tra le tariffe elettriche applicate: maggiore è lo scarto tra le tariffe elettriche, maggiore sarà il beneficio economico per l'utente finale. Inoltre, al fine di massimizzare tale beneficio, è necessario individuare un algoritmo di ottimizzazione, che agisca in modo da individuare gli intervalli di carica e di scarica dell'accumulo in relazione al diagramma di carico dell'utenza e di opportuni segnali di costo. L'algoritmo di ottimizzazione, utilizzato per il sistema in esame, verrà descritto nel paragrafo successivo.

### 4.4. Strategia di gestione del sistema combinato

#### 4.4.1. Premessa

Per individuare una strategia di gestione ottimale del sistema di accumulo, in presenza di impianti alimentati da fonti rinnovabili, è innanzitutto necessario valutare gli effetti che la variabilità della generazione rinnovabile ha sulla gestione del carico elettrico nel suo complesso. Il modo più immediato per comprendere l'impatto della generazione da fonti rinnovabili sulla rete elettrica è quello di considerare la stessa non come "aumento della generazione disponibile", bensì come "riduzione del carico" nel sistema

elettrico. In tal modo, la funzione delle unità di base diventa quella di bilanciare il “carico residuo”,  $P_R$ , definito come il carico effettivo,  $P_L$ , meno l’energia prodotta dalle fonti rinnovabili,  $P_{FER}$  [14]:

$$P_R = P_L - P_{FER} \quad [5]$$

Il carico residuo viene determinato, con cadenza giornaliera, tenendo conto dell’andamento presunto del diagramma di carico e del diagramma di produzione dell’impianto da FER, relativo al giorno successivo. Per la determinazione del diagramma giornaliero del carico residuo è stata fatta, inoltre, l’ipotesi di massimizzare l’energia prodotta dall’unità FER, in modo da garantire il massimo trasferimento di energia. Ciò, evidentemente, allo scopo di massimizzare il beneficio economico per l’utente finale. Di conseguenza gli impianti da FER saranno chiamati ad erogare, in ogni istante, tutta l’energia disponibile, in relazione al valore istantaneo della risorsa eolica e/o solare.

Nei paragrafi che seguono verrà descritto l’algoritmo utilizzato per l’ottimizzazione del funzionamento della sorgente di accumulo secondo una logica di gestione “di massimo tornaconto economico”, tale da garantire la massimizzazione del beneficio economico per l’utente finale (beneficio economico legato al *load shifting*).

#### 4.4.2. Definizione dell’algoritmo di ottimizzazione

##### 4.4.2.1. Ipotesi

Come già precisato, l’algoritmo di ottimizzazione ha l’obiettivo di individuare gli intervalli di carica e scarica del dispositivo di accumulo, in modo da massimizzare il beneficio legato al *load shifting*, per ogni periodo giornaliero di funzionamento [15]. Il periodo di riferimento è quindi il giorno, suddiviso, a sua volta, in intervalli di 15 minuti. Complessivamente si hanno quindi 96 intervalli temporali (*timeslot*) per ciascun giorno di riferimento.

L’indice utilizzato per la numerazione degli intervalli è:

$$t = 1, \dots, T = 1, \dots, 96 \quad [6]$$

quello per la numerazione dei giorni:

$$d = 1, \dots, D = 1, \dots, 365 \quad [7]$$

Con riferimento agli istanti di carica della batteria, si fa, inoltre, riferimento alla massima velocità di carica del dispositivo. Si assume, pertanto, che la ricarica del dispositivo avvenga, indipendentemente dal prezzo del *kWh* applicato, sempre alla massima potenza della batteria (compatibilmente con la potenza nominale dell’inverter), in modo da minimizzarne il tempo di ricarica.

La presenza dell’impianto FER potrebbe determinare, in alcuni periodi della giornata, la presenza di un carico residuo negativo (nel caso in cui la potenza prodotta dall’impianto FER è superiore a quella assorbita dall’utenza ed il contributo dell’accumulo è nullo). In questo caso il surplus di energia verrebbe riversato in rete e l’utente potrebbe vendere l’eccesso di energia al gestore di rete. L’attuale quadro legislativo prevede delle forme di incentivazione per l’energia prodotta da fonti rinnovabili [16], ma non fornisce indicazioni circa la valorizzazione dell’energia prodotta da un impianto combinato accumulo/FER. Per tale motivo, nel presente report, tale possibilità non è stata presa in esame. Pertanto, l’energia prodotta dall’impianto FER non viene valorizzata considerando le attuali forme di incentivazione vigenti, ma viene adoperata o per la ricarica dell’accumulo o per la compensazione del diagramma di carico dell’utenza.

##### 4.4.2.2. Definizione dei parametri del modello

I parametri del modello descrivono le caratteristiche tecniche dell’accumulo, l’energia richiesta in ogni intervallo temporale di riferimento (*kWh*), il relativo prezzo ( $\text{€}/\text{kWh}$ ) e le variabili aleatorie.

###### Parametri del dispositivo di accumulo

Per il dispositivo di accumulo, i parametri utili alla definizione dell’algoritmo di ottimizzazione sono i seguenti:

- $C$  [kWh] – Capacità nominale del dispositivo di accumulo;
- $\eta$  [%] – Efficienza del dispositivo di accumulo (rendimento di carica/scarica);
- $v$  [1/timeslot] – Numero di *timeslot* necessari per ricaricare completamente la batteria, alla sua massima velocità di carica;
- $\psi$  [€/ciclo nominale] – Costo medio del dispositivo di accumulo per ciclo di lavoro nominale.

Questo ultimo parametro è definito come il rapporto tra il costo totale dell'accumulo,  $\alpha$  (costo iniziale di investimento + costi variabili) e la durata di vita, espressa in cicli di carica/scarica,  $\beta$ :

$$\psi = \alpha \cdot \beta^{-1} \quad [8]$$

#### Parametri relativi al carico elettrico e ai prezzi dell'energia

I parametri utili alla definizione dell'algoritmo di ottimizzazione sono:

- $l_t^d$  [kWh] – Energia richiesta dal carico nell'intervallo di tempo  $t$  del  $d$ -esimo giorno;
- $p_t^d$  [€/kWh] – Prezzo dell'energia nell'intervallo di tempo  $t$  del  $d$ -esimo giorno.

#### Parametri ausiliari

E' necessario definire un ulteriore parametro, denominato indice di prezzo, a partire dal quale viene implementato l'algoritmo di ottimizzazione.

- $t_d^t = \text{serie}(p_t, d)$  – Indice di prezzo relativo al  $d$ -esimo giorno

Esso rappresenta un indice, relativo ad uno specifico giorno di riferimento  $d$ , che può assumere 96 valori diversi ( $1 \leq t_d \leq 96$ ), in relazione al prezzo dell'energia nei diversi intervalli del  $d$ -esimo giorno. In particolare, l'indice di prezzo ha valore unitario nell'intervallo di tempo in cui il costo del kWh ha il valore più basso, assume il massimo valore, pari a 96, quando il costo del kWh ha il valore più elevato.

#### Variabili aleatorie

##### Variabile $i$

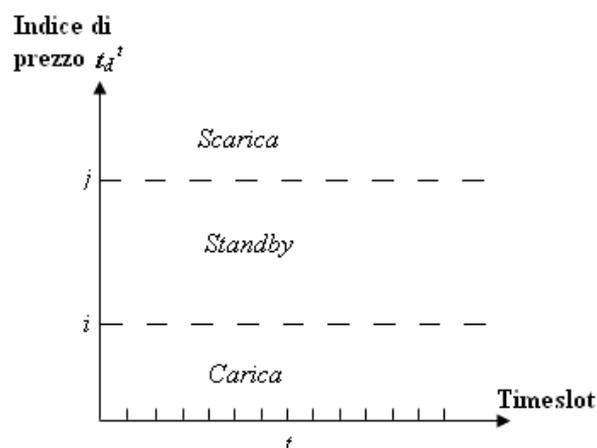
Si definisce come il limite superiore degli indici di prezzo in corrispondenza dei quali potrebbe essere inviato il comando di ricarica al dispositivo di accumulo. Quindi l'accumulo potrebbe essere caricato in tutti gli intervalli di tempo in cui l'indice di prezzo  $t_d^t \leq i$ .

##### Variabile $j$

Si definisce come il limite inferiore degli indici di prezzo in corrispondenza dei quali potrebbe essere inviato il comando di scarica al dispositivo di accumulo. Quindi l'accumulo potrebbe essere scaricato in tutti gli intervalli di tempo in cui l'indice di prezzo  $t_d^t \geq j$ .

Da quanto precedentemente esposto si evince che esisterà una fascia di prezzo, compresa tra gli indici  $i$  e  $j$ , in corrispondenza della quale il dispositivo di accumulo rimarrà in *standby*, senza né caricarsi né scaricarsi, in attesa del successivo comando.

La fig. 4.19 mette in evidenza le 3 zone di funzionamento del dispositivo di accumulo (carica, scarica e standby), in relazione al valore dell'indice di prezzo  $t_d^t$ .



**Fig. 4.19 – Zone di funzionamento (carica, scarica e standby) del pacco batterie**

**4.4.2.3. Scelta dei parametri del modello**

Per determinare la strategia di gestione ottimale del dispositivo di accumulo, è stato necessario individuare tutti i parametri necessari a definire univocamente il problema, più in particolare:

- i parametri di riferimento del dispositivo di accumulo;
- i profili base dei diagrammi di carico;
- i profili di produzione dell’impianto FV;
- il piano tariffario per le utenze prese in esame.

*Determinazione dei parametri di riferimento del dispositivo di accumulo*

Come dispositivo di accumulo è stata scelta una batteria al litio con le caratteristiche riportate in tabella 4.2 (vedi paragrafo 4.1.1):

Capacità $C$ [kWh]	Velocità di carica $v$ [1/timeslot]	Efficienza $\eta$ [%]
16	4	90

**Tab. 4.2 – Parametri di riferimento del dispositivo di accumulo**

Per la determinazione del parametro  $v$  (numero di *timeslot* necessari per ricaricare completamente la batteria), sono state prese come riferimento le condizioni di carica veloce del pacco batteria (condizioni di carica 1C).

*Determinazione dei profili base del diagramma di carico*

Per la determinazione dei profili base per il diagramma di carico, si è fatto riferimento a profili di carico acquisiti da misure sul campo e relative ad utenze del settore terziario. Nello specifico sono stati ricavati i diagrammi di carico giornalieri relativi ad un’utenza commerciale, una struttura ospedaliera ed un dipartimento universitario, relativi all’anno 2011. Per ciascuna tipologia di utenza sono stati individuati due diagrammi giornalieri medi di riferimento, il primo rappresentativo del periodo 1 ottobre – 31 marzo (convenzionalmente “periodo invernale”), il secondo del periodo 1 aprile – 30 settembre (convenzionalmente “periodo estivo”).

*Determinazione dei profili di produzione dell’impianto FV*

Come meglio dettagliato nel Report 2, per determinare il diagramma di produzione dell’impianto FV utilizzato per le simulazioni si è fatto riferimento a dati di irradiazione solare ricavati dal database PVGIS. I profili ottenuti sono stati considerati rappresentativi per il periodo di riferimento annuale preso in esame.

*Determinazione del piano tariffario*

Per la determinazione delle fasce di prezzo è stata fatta l’ipotesi che l’utenza acquisti energia direttamente sulla Borsa Elettrica, sulla base di fasce orarie di prezzo definite il giorno precedente a quello di negoziazione (prezzo unico nazionale – PUN), nel Mercato del Giorno Prima (MGP). Come valori del PUN sono stati assunti gli effettivi valori riscontrati nell’anno 2011, reperiti sul sito del GME (Gestore del Mercato Elettrico) [17].

**4.4.2.4. Metodologia per la valutazione dell’algoritmo di ottimizzazione**

L’algoritmo implementato permette di massimizzare il risparmio economico legato al *load shifting*, al variare delle variabili aleatorie  $i$  e  $j$ , che definiscono gli intervalli di carica e scarica del dispositivo di accumulo, per ciascun periodo giornaliero di riferimento. Il modello, pertanto, è in grado di calcolare il risparmio (o il costo) ottenuto utilizzando l’accumulo con funzioni di *load shifting*, al variare delle variabili

aleatorie  $i$  e  $j$ . Il processo di ottimizzazione genererà quindi una coppia di valori  $(i,j)$ , per ciascun periodo giornaliero di riferimento, tale da massimizzare il beneficio economico per l'utente finale.

Il risparmio è espresso in funzione del costo di riferimento,  $K_d$ , definito come il costo che l'utente finale dovrebbe sostenere in assenza di accumulo:

$$K_d = \sum_{t=1}^T l_t^d \cdot p_t^d \quad [9]$$

E' possibile definire, per ciascun periodo giornaliero di riferimento, il volume complessivo di energia richiesta dal carico nei periodi di picco,  $\bar{l}_d^j$ , come:

$$l_d^j = \sum_{t \in t_d^j} l_t^d \quad [10]$$

dove  $t_d^j$  è definito come l'insieme di tutti gli intervalli di tempo per i quali l'indice di prezzo  $t_d \geq j$  (potenziali intervalli di scarica della batteria).

Il costo medio dell'energia per gli intervalli "fuori picco" è espresso da:

$$k_d^i = \frac{\sum_{t \in t_d^i} p_t^d}{i} \quad [11]$$

dove  $t_d^i$  è definito come l'insieme di tutti gli intervalli di tempo per i quali l'indice di prezzo  $t_d \leq i$  (potenziali intervalli di carica della batteria).

Il costo medio pesato dell'energia richiesta dal carico nei periodi di picco, è espresso da:

$$k_d^j = \frac{\sum_{t \in t_d^j} l_t^d \cdot p_t^d}{l_d^j} \quad [12]$$

La funzione obiettivo, che permette di massimizzare, giorno per giorno, il risparmio ottenuto in funzione del costo di riferimento,  $K_d$ , utilizzando l'accumulo con funzioni di *load shifting*, al variare delle variabili aleatorie  $i$  e  $j$ , è la seguente:

$$\max \rightarrow \frac{1}{K_d} \cdot \underbrace{l_d^j \cdot \left( k_d^j - \frac{k_d^i}{\eta} \right)}_A - \underbrace{\frac{l_d^j \cdot \psi}{C}}_B \quad \forall d \quad [13]$$

La relazione [13] è composta dalla somma algebrica di due termini. Il termine A rappresenta il beneficio dovuto al *load shifting*, la cui espressione tiene conto del fatto che la batteria viene esercitata in modo da spostare il volume complessivo di energia richiesta nei periodi di picco,  $l_d^j$ , dalle ore di alto carico a quelle di basso carico. Il beneficio è quindi espresso come differenza tra il costo medio pesato dell'energia negli intervalli di picco,  $k_d^j$ , ed il costo medio dell'energia negli intervalli fuori picco,  $k_d^i$ . Per tenere conto delle perdite nel dispositivo di accumulo, inoltre, è necessario maggiore l'energia richiesta per la ricarica, di un fattore pari al rendimento  $\left( \frac{k_d^i}{\eta} \right)$ .

Il termine B tiene conto, invece, dei costi del dispositivo di accumulo, relativi al d-esimo giorno, ottenuti moltiplicando il costo medio per ciclo di lavoro nominale ( $\psi$ ) per il numero di cicli di carica compiuti dal dispositivo nel periodo giornaliero di riferimento:  $l_d^j \cdot C^{-1}$ .

Allo scopo di ottenere delle soluzioni valide, la funzione obiettivo deve soddisfare la seguente condizione di vincolo:

$$i < j \quad [14]$$

Tale condizione è necessaria per evitare che si determinino delle zone di sovrapposizione tra gli intervalli di picco e quelli fuori picco (nello stesso periodo di tempo la batteria non può essere contemporaneamente caricata e scaricata).

Un'ultima condizione che deve essere sempre verificata è quella secondo la quale, in ogni istante, lo stato di carica della batteria non deve oltrepassare il valore della capacità nominale della batteria,  $C$  (condizione di sovraccarico) ed, al contempo, non deve scendere al di sotto di un valore di preimpostato (tipicamente 10-20%).

## 5. Conclusioni

Nel presente documento sono stati presentati i risultati della prima fase delle attività svolte nell'ambito della ricerca dal titolo: *“Progettazione, realizzazione e test di un sistema di controllo ed interfaccia per sistemi combinati accumulo-FER.*

In particolare:

- è stato presentato lo stato dell'arte sui dispositivi di compensazione dei disturbi impiegati nelle reti elettriche e sui carichi, alla base del lavoro svolto;
- sono state chiaramente definite le specifiche per i sistemi di interfaccia con la rete pubblica BT del Distributore che devono essere soddisfatte;
- sono state chiaramente definite le specifiche del dispositivo in progetto;
- è stato definito un algoritmo di ottimizzazione da implementare per il controllo del dispositivo.

Il lavoro svolto consente di procedere alla successiva fase di progettazione esecutiva, di prototipazione e di test (in laboratorio ed in ambiente simulato), oggetto del Report 2.

## Riferimenti bibliografici

1. Y. Pal, A. Swarup, B. Singh, “A Review of Compensating Type Custom Power Devices for Power Quality Improvement”, IEEE Power India Conference, October 12-15, 2008, pp. 1-8.
2. M.L. Crow, “Power quality enhancement using custom power devices”, IEEE Journals & Magazines, Vol. 2(2), 2004, pp. 1-50.
3. A. Teke, L. Saribulut, M. Emin Meral, M. Tümay, “Active power filter: Review of converter topologies and control strategies”, Gazi University Journal of Science, vol. 24 (2), 2011, pp. 283-289.
4. P. Venkata Kishore, S. Rama Reddy, “Voltage Sag Mitigation In Eight Bus System using D-Statcom for Power Quality Improvement”, International Journal of Engineering Science and Technology, Vol. 2(4), 2010, pp. 529-537.
5. C. W. Toh, C. S. Lock, S. Chen, S. S. Choi, “A voltage quality improvement solution using step dynamic voltage regulator”, IEEE Power System Technology Conference, December 4-7, vol. 2, 2000, pp. 983-988.
6. R. Chiumeo, C. Pincella, “Indagine sui dispositivi Custom Power per il miglioramento della qualità del servizio sulle reti di distribuzione”, CESI Ricerca, luglio 2000, pp. 36.
7. Norma CEI 0-21, “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”, dicembre 2011.
8. <http://atombatteries.it/test/>
9. P.J. Hall, E.J. Bain, “Energy-storage technologies and electricity generation”, Energy Policy, Vol. 36 (2008), pp. 4352-4355.
10. H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron, “Energy storage systems—Characteristics and comparisons”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol 12 (2008), pp. 1221-1250.
11. M. Rashid, “Power Electronics Handbook”, October 15, 2010, pp. 1362, Butterworth-Heinemann.
12. A. Oudalov, R. Cherkaoui, A. Beguin, “Sizing and Optimal Operation of Battery Energy Storage System for Peak Shaving Application”, IEEE Power Tech Conference, Lausanne, July 1-5, 2007, pp. 621-625.
13. D.K. Maly, K.S. Kwan, “Optimal battery energy storage system (BESS) charge scheduling with dynamic programming”, IEEE Science Measurement and Technology, Vol. 142 (6), November 1995, pp. 453-458.
14. M. Conte, G. Graditi, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E. Telaretti, G. Zizzo, “Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate - Report 1 – Analisi dello stato dell'arte”, Cesi Ricerca, Settembre 2011, pp. 126.
15. L. Dusonchet, M.G. Ippolito, E. Telaretti, G. Graditi, “Economic Impact of Medium-Scale Battery Storage Systems in Presence of Flexible Electricity Tariffs for End-User Applications”, Accettato per la pubblicazione nei proceedings di IEEE International Conference on the European Energy Market, 10-12 May, 2012.

16. E. Telaretti, L. Dusonchet, "Economical Analysis of Different Supporting Policies for the Production of Electrical Energy by Solar Photovoltaic in Western European Union Countries," Energy Policy, vol. 38, pp. 3297-3308, July 2010.

17. <http://www.mercatoelettrico.org/It/Default.aspx>.

## Abbreviazioni ed acronimi

AC: Alternative current  
AT: Alta Tensione  
BT: Bassa Tensione  
CEI: Comitato Elettrotecnico Italiano  
CSI: Current Source Inverter  
D-STATCOM: Distribution Statcom  
DC: Direct Current  
DDI: Dispositivo di Interfaccia  
DG: Dispositivo Generale  
DGL: Dispositivo Generale di Linea  
DSM: Demand Side Management  
DVR: Dynamic Voltage Restorer  
FER: Fonti energetiche rinnovabili  
FV: Fotovoltaico  
GD: Generazione Distribuita  
GTO: Gate Turn-Off thyristor  
IGBT: Insulated Gated Bipolar Transistor  
IGCT (Integrated Gate Commutated Thyristor)  
LSP: Limite allo Squilibrio Permanente  
LVFRT: Low Voltage Fault Ride Through  
MPPT: Maximum Power Point Tracking  
MT: Media Tensione  
PLC: Power Line Communication  
PWM: Pulse Width Modulation  
S-DVR: Step Dynamic Voltage Restorer  
SCB: Static Circuit Breaker  
SMES: Superconducting Magnatic Energy Storage  
SPI: Sistema di protezione di interfaccia  
STS: Static Transfer Switch  
SVC: Static Var Compensator  
UPFC: Unified Power Flow Controller  
UPS: Uninterruptible Power Supply  
VSI: Voltage Source Inverter

## Curriculum Vitae del Gruppo di Ricerca

**Antonio Cataliotti** è laureato in Ingegneria Elettrica all'Università di Palermo, presso la quale ha conseguito nel 1998 il titolo di Dottore di Ricerca in Ingegneria Elettrica. Dal 2000 al 2005 ha lavorato presso il DIEETCAM come Ricercatore. Attualmente è Professore Associato alla Facoltà di Ingegneria dell'Università di Palermo.

I suoi principali interessi di ricerca riguardano le misure per la power quality, l'elaborazione dei segnali digitali, la ricerca delle sorgenti di disturbo nelle reti di distribuzione e le Power-Line Communication.

E' autore di numerosi articoli pubblicati su riviste e su proceedings di convegni nazionali ed internazionali.

**Mariano Giuseppe Ippolito** è laureato in Ingegneria Elettrica all'Università di Palermo, presso la quale ha conseguito nel 1994 il titolo di Dottore di Ricerca in Ingegneria Elettrica. Dal 1995 al 2001 ha lavorato presso il DIEETCAM come Ricercatore. Attualmente è Professore Associato alla Facoltà di Ingegneria dell'Università di Palermo.

I suoi principali interessi di ricerca riguardano l'analisi dei sistemi elettrici di potenza, l'ottimizzazione della pianificazione, della progettazione e del controllo delle reti di distribuzione e la power quality.

Negli ultimi anni la sua attività di ricerca ha riguardato l'integrazione dei sistemi di produzione da FER e dei sistemi di accumulo nelle reti elettriche e nelle Smart Grids. In questi campi ha pubblicato più di 100 articoli tra atti di convegni e riviste scientifiche nazionali ed internazionali.

**Enrico Telaretti** è laureato in Ingegneria Elettrica all'Università di Palermo, presso la quale ha conseguito nel 2008 il titolo di Dottore di Ricerca in Ingegneria Elettrica. Dal 2008 lavora presso il DIEETCAM come assegnista di ricerca. E' stato membro dell'AEIT.

I suoi principali interessi di ricerca sono nel campo dell'analisi dei sistemi elettrici di potenza, dello studio dei guasti nelle reti di distribuzione, della generazione distribuita e del suo impatto sulle reti. Negli ultimi anni si è occupato dell'integrazione dei sistemi di produzione da FER e dei sistemi di accumulo nelle reti elettriche e nelle Smart Grids. E' autore di numerosi articoli pubblicati su riviste e su proceedings di convegni internazionali.

**Gaetano Zizzo** è laureato in Ingegneria Elettrica all'Università di Palermo, presso la quale ha conseguito nel 2007 il titolo di Dottore di Ricerca in Ingegneria Elettrica. Dal 2007 lavora presso il DIEETCAM come assegnista di ricerca. Dal 2012 è Ricercatore nel settore Sistemi Elettrici per l'Energia presso la Facoltà di Ingegneria dell'Università di Palermo.

I suoi principali interessi di ricerca riguardano l'analisi dei sistemi elettrici di potenza, la sicurezza elettrica nelle reti MT e AT, gli impianti di terra globali, la diagnostica nelle reti di distribuzione e trasmissione, il fotovoltaico e la generazione distribuita in genere, le politiche di incentivazione di impianti da FER e le applicazioni della domotica e della building automation. E' autore di numerosi articoli pubblicati su riviste e su proceedings di convegni nazionali ed internazionali.